



ФСК



ЕЭС



РОССИЙСКИЙ
ФОНД
ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ



Материалы
VII Международной молодёжной
научно-технической конференции

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ - 2016

19–23 сентября

ТОМ I



КАЗАНЬ 2016

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФГБОУ ВО «КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
АО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»
ПАО «ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»
CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES – CIGRE
РОССИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ МЕЖДУНАРОДНОГО СОВЕТА ПО БОЛЬШИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ
СИСТЕМАМ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ (РНК СИГРЭ)
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
РОССИЙСКИЙ ФОНД ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД «НАДЕЖНАЯ СМЕНА»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ - 2016



**Материалы
VII Международной молодёжной научно-технической конференции
19 – 23 сентября 2016 года**

Том I

Казань
2016

УДК 621.31
ББК 31.2
Э45

Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VII Международной научно-технической конференции, 19 – 23 сентября 2016, Казань. – В 3 т. Т 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – 453 с.

В первый том сборника трудов включены статьи, принятые программным комитетом конференции, в которых отражены результаты исследований по основным научным направлениям секций «Основное технологическое оборудование электростанций»: оборудование тепловых электростанций, оборудование гидроэлектростанций, оборудование атомных электростанций; «Основное оборудование электрических сетей и систем»: высоковольтные линии электропередач, силовые и измерительные трансформаторы, реакторы, конденсаторы, синхронные компенсаторы, коммутационное оборудование, распределительные устройства станций и подстанций, и «Релейная защита и автоматика энергосистем»: цифровая релейная защита, вопросы эксплуатации устройств РЗА, стандарт МЭК 61850, цифровая подстанция. В работе конференции приняли участие инженеры, ученые и специалисты отраслевых научно-исследовательских, проектных, эксплуатационных электроэнергетических организаций и компаний, а также академических институтов и высших учебных заведений электроэнергетического профиля России и других стран. Интерес вызывают работы студентов, аспирантов и молодых ученых. Материалы сборника предназначены для научных работников и специалистов, в сфере электроэнергетики.

ISBN 978-5-89873-460-2

ISBN 978-5-89873-463-3

Ответственный редактор:

Э.В. Шамсутдинов, к.т.н., проректор по научной работе КГЭУ.

Редакционная группа: А.В. Гофман, А.Р. Ахметшин, И.А. Муратаев.

Рецензенты:

Р.Ф. Мухаметгалеев, начальник отдела СЭРИБ Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана;
А.М. Грибков, к.т.н., профессор кафедры тепловых электрических станций КГЭУ;
А.Г. Филимонов, к.т.н., доцент кафедры тепловых электрических станций КГЭУ;
Н.Г. Шагиев, к.т.н., доцент кафедры тепловых электрических станций КГЭУ;
А.Э. Аухадеев, к.т.н., доцент кафедры электротехнических комплексов и систем КГЭУ;
В.В. Тютиков, д.т.н., проректор по научной работе ИГЭУ;
Е.Ю. Давыдов, директор по энергоэффективным технологиям АО «НТЦ ФСК ЕЭС»;
А.М. Потапенко, ученый секретарь научно-технического совета филиала АО «НТЦ ФСК ЕЭС» – СибНИИЭ;
А.И. Федотов, д.т.н., профессор кафедры электроэнергетических систем и сетей КГЭУ;
М.Ш. Гарифуллин, д.т.н., доцент кафедры электроэнергетических систем и сетей КГЭУ;
А.М. Маклецов, к.т.н., профессор кафедры электроэнергетических систем и сетей, заведующий научно-производственной лабораторией «Метрология автоматизированных информационных систем» КГЭУ;
О.В. Наумов, к.т.н., доцент кафедры электроэнергетических систем и сетей КГЭУ;
Р.Н. Мухаметжанов, к.т.н., доцент кафедры электроэнергетических систем и сетей КГЭУ;
А.В. Жуков, к.т.н., заместитель директора по управлению режимами ЕЭС АО «СО ЕЭС», руководитель подкомитета В5 «Релейная защита и автоматика» РНК СИГРЭ;
Д.Ф. Губаев, к.т.н., проректор по интеграции с производством, заведующий кафедрой релейной защиты и автоматизации электроэнергетических систем КГЭУ;
И.Ю. Иванов, к.т.н., главный специалист СРЗА Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана;
Ю.В. Писковацкий, к.т.н., доцент кафедры релейной защиты и автоматизации электроэнергетических систем КГЭУ;
В.Д. Лебедев, к.т.н., заведующий кафедрой автоматического управления электроэнергетическими системами ИГЭУ;
В.И. Нагай, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой электрических станций и электроэнергетических систем Южно-Российского государственного политехнического университета имени М.И. Платова;
Г.С. Нудельман, профессор, к.т.н., председатель совета директоров ОАО «ВНИИР», заведующий кафедрой ТОЭ и РЗА ЧГУ, руководитель секции НТС ПАО «Россети»;
А.С. Табанохов, начальник сектора информационно-технических систем филиала АО «НТЦ ФСК ЕЭС» – СибНИИЭ;
Д.С. Добрыдень, главный эксперт отдела релейной защиты и автоматики ПАО «ФСК ЕЭС»;
Н.И. Филатова, главный эксперт отдела методологии и расчетов релейной защиты ПАО «ФСК ЕЭС»;
С.А. Арутюнов, заместитель начальника департамента инновационного развития – начальник отдела комплексных программ ПАО «ФСК ЕЭС».

© Министерство образования и науки Российской Федерации, 2016

© ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», 2016

© Авторы, 2016

Организаторы конференции



ФГБОУ ВО «Казанский
государственный
энергетический
университет»



АО «Системный оператор
Единой энергетической
системы»



Федеральная Сетевая Компания
Единой Энергетической Системы
ПАО «Федеральная сетевая
компания Единой
энергетической системы»



Conseil International des
Grands Réseaux Électriques –
CIGRE



Российский национальный
комитет Международного
Совета по большим
электрическим системам
высокого напряжения
(РНК СИГРЭ)



Министерство
промышленности
и торговли Республики
Татарстан



Российский фонд фундаментальных
исследований



Благотворительный фонд «Надежная смена»

При поддержке



Министерства энергетики Российской
Федерации



Министерства образования и науки Российской
Федерации

Информационные партнёры конференции



Журнал «Электроэнергия.
Передача и распределение»



Журнал «Энергия единой сети»



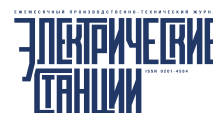
Журнал «Вестник КГЭУ»



Журнал «ИВУЗ. Проблемы
энергетики»



Журнал «Вестник Иркутского
государственного технического
университета»



Журнал «Электрические
станции»



Журнал «Промышленная
энергетика»



Журнал «Вестник Ивановского
государственного
энергетического университета»



Журнал «Вести в
электроэнергетике»



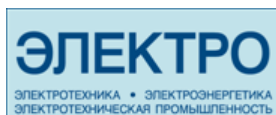
Журнал «Power Technology
and Engineering»



Журнал «Релейная защита и
автоматизация»



Журнал «Энергетик»



Журнал «Электро»



Журнал «Вестник МЭИ»

Партнер конференции



ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ:

- Вашкевич В.Ф.** генеральный директор филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Волги (Самара)
- Громов О.А.** генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги (Самара)
- Ерохин П.М.** советник директора АО «СО ЕЭС», д.т.н. (Москва)
- Ожегина Н.К.** заместитель председателя правления ПАО «ФСК ЕЭС», к.ю.н. (Москва)
- Чеклецова С.П.** директор по управлению персоналом АО «СО ЕЭС» (Москва)
- Шамсутдинов Э.В.** проректор по научной работе ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)

ЧЛЕНЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА:

- Васенева С.А.** ведущий специалист отдела протокола департамента международного сотрудничества и протокола АО «СО ЕЭС»
- Власюк Е.В.** начальник службы управления персоналом филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги (Самара)
- Галеев Э.Г.** генеральный директор ОАО «ТГК-16» (Казань)
- Гофман А.В.** руководитель оргкомитета молодежной секции «РНК СИГРЭ», к.т.н. (Москва)
- Ившин И.В.** директор Института электроэнергетики и электроники ФГБОУ ВО «КГЭУ», д.т.н., профессор (Казань)
- Королев А.С.** директор фонда «Надежная смена» (Москва)
- Леонтьев А.В.** проректор по учебной работе ФГБОУ ВО «КГЭУ», д.п.н., профессор (Казань)
- Николова Е.А.** руководитель Центра подготовки персонала ПАО «ФСК ЕЭС» (Москва)
- Макаров А.В.** начальник управления НИРС и ТМ ФГБОУ ВО «ИГЭУ», к.т.н. (Иваново)
- Савицкая Е.В.** начальник отдела протокола департамента международного сотрудничества и протокола АО «СО ЕЭС»
- Садриева Г.Г.** начальник Управления энергетики Министерства промышленности и торговли РТ
- Янборисов Т.М.** ведущий эксперт административной группы филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана

ОТВЕТСТВЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ:

- Ахметшин А.Р.** старший преподаватель кафедры энергетическое машиностроение ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)

ПРОГРАММНЫЙ КОМИТЕТ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ:

- Абдуллазянов Э.Ю.** ректор ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)
- Аюев Б.И.** председатель правления АО «СО ЕЭС», д.т.н. (Москва)
- Муров А.Е.** председатель правления ПАО «ФСК ЕЭС», председатель РНК СИГРЭ, д.э.н. (Москва)

ЧЛЕНЫ ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА:

- Арутюнов С.А.** заместитель начальника департамента инновационного развития – начальник отдела комплексных программ ПАО «ФСК ЕЭС» (Москва)
- Атаманкин Д.В.** главный специалист СРиТП АО «СО ЕЭС», секретарь подкомитета С2 «Функционирование и управление энергосистемами» РНК СИГРЭ (Москва)
- Аухадеев А.Э.** доцент кафедры электротехнических комплексов и систем ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
- Ахметова И.Г.** заведующая кафедрой экономики и организации производства ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н., доцент (Казань)
- Бартоломей П.И.** профессор кафедры автоматизированных электрических систем ФГАОУ ВО «УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», д.т.н. (Екатеринбург)
- Басов Е.В.** главный эксперт отдела внедрения инноваций в производство электротехнического оборудования ПАО «ФСК ЕЭС» (Москва)
- Бахтеева Н.З.** доцент кафедры экономики и организации производства ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
- Бондаренко А.Ф.** советник директора АО «СО ЕЭС» (Москва)
- Будовский В.П.** руководитель Центра тренажерной подготовки персонала АО «СО ЕЭС», д.т.н. (Москва)
- Вагапов Г.В.** доцент кафедры электрооборудования и электрохозяйства предприятий, организаций и учреждений ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
- Ведерников А.С.** декан электротехнического факультета ФГБОУ ВО «СамГТУ», доцент, к.т.н. (Самара)
- Вериго А.Р.** руководитель группы автоматизированных систем технологического управления ЗАО «РТСофт», к.т.н. (Москва)
- Власюк Е.В.** начальник службы управления персоналом филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги (Самара)
- Волкова И.О.** заместитель директора Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ «ВШЭ», д.э.н., профессор (Москва)
- Востряков М.Ю.** начальник сектора стратегического планирования энергосистем филиала АО «НТЦ ФСК ЕЭС» – СибНИИЭ (Новосибирск)
- Воропай Н.И.** директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, д.т.н., член-корреспондент РАН (Иркутск)

Галеева Р.У.	старший преподаватель кафедры электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВО «КГЭУ» (Казань)
Гарифуллин М.Ш.	доцент кафедры электроэнергетических систем и сетей ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, д.т.н. (Казань)
Герасимов А.С.	заместитель генерального директора АО «НТЦ ЕЭС» (НИИПТ) (Санкт-Петербург)
Голенищев-Кутузов А.В.	заведующий кафедрой промышленной электроники и светотехники ФГБОУ ВО «КГЭУ», д.ф.-м.н. (Казань)
Гольдштейн В.Г.	профессор кафедры автоматизированных электроэнергетических систем ФГБОУ ВО «СамГТУ», д.т.н. (Самара)
Горюшин Ю.А.	главный эксперт отдела комплексных программ ПАО «ФСК ЕЭС» (Москва)
Грачева Е.И.	доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, д.т.н. (Казань)
Грибков А.М.	профессор кафедры тепловых электрических станций ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
Губаев Д.Ф.	проректор по интеграции с производством, заведующий кафедрой релейной защиты и автоматизации электроэнергетических систем ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)
Давыдов Е.Ю.	директор по энергоэффективным технологиям АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)
Добрыдень Д.С.	главный эксперт отдела релейной защиты и автоматики ПАО «ФСК ЕЭС» (Москва)
Дьячков В.А.	заместитель главного диспетчера по режимам АО «СО ЕЭС», к.т.н. (Москва)
Дубровин А.Ю.	начальник отдела проектирования филиала АО «НТЦ ФСК ЕЭС» – СибНИИЭ (Новосибирск)
Ерохин П.М.	советник директора АО «СО ЕЭС», д.т.н. (Москва)
Жилкина Ю.В.	ведущий эксперт отдела организации технического обслуживания и ремонта подстанций ПАО «ФСК ЕЭС», к.э.н. (Москва)
Жуков А.В.	заместитель директора по управлению режимами ЕЭС АО «СО ЕЭС», к.т.н. (Москва)
Иванов И.Ю.	главный специалист СРЗА филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, к.т.н. (Казань)
Ивановский Д.А.	ведущий эксперт ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС» (Москва)
Ившин И.В.	заведующий кафедрой электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВО «КГЭУ», д.т.н. (Казань)
Илюшин П.В.	заместитель генерального директора – главный инспектор ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», к.т.н. (Москва)
Козлов В.К.	заведующий кафедрой электроэнергетических систем и сетей ФГБОУ ВО «КГЭУ», д.ф.-м.н. (Казань)
Коновалов А.А.	заместитель начальника департамента подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» (Москва)

- Кононов Ю.Г.** директор Института электроэнергетики, электроники и нанотехнологий, заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем и электроснабжения ФГАОУ ВО «СКФУ», д.т.н. (Ставрополь)
- Косулин В.В.** заведующий кафедрой информатики и информационно-управляющих систем ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
- Кузьмин И.Л.** главный специалист СРЗА филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, к.т.н. (Казань)
- Кучеров Ю.Н.** начальник департамента технического регулирования АО «СО ЕЭС», д.т.н. (Москва)
- Лебедев В.Д.** заведующий кафедрой автоматического управления электроэнергетических систем ФГБОУ ВО «ИГЭУ», к.т.н. (Иваново)
- Литвиненко Р.С.** доцент кафедры электротехнических комплексов и систем ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
- Лянзберг А.В.** начальник отдела электрических режимов ПАО «ФСК ЕЭС», к.т.н. (Москва)
- Маклецов А.М.** профессор кафедры электроэнергетических систем и сетей, заведующий научно-производственной лабораторией «Метрология автоматизированных информационных систем» ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
- Маргулис С.М.** заведующий кафедрой электрических станций ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)
- Матинян А.М.** начальник отдела моделирования и исследования управляемых передач переменного и постоянного тока АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)
- Мулюкин К.Н.** доцент кафедры электрооборудования и электрохозяйства предприятий, организаций и учреждений ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)
- Мурзин А.Ю.** заведующий кафедрой электрических систем ФГБОУ ВО «ИГЭУ», к.т.н. (Иваново)
- Мухаметгалеев Р.Ф.** начальник отдела СЭРиБ филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана (Казань)
- Мухаметгалеев Т.Х.** доцент кафедры приборостроения и автоматизированного электропривода ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
- Мухаметжанов Р.Н.** доцент кафедры электроэнергетических систем и сетей ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)
- Нагай В.И.** заведующий кафедрой электрических станций и электроэнергетических систем ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ)», д.т.н. (Новочеркасск)
- Назарычев А.Н.** ректор ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», д.т.н. (Санкт-Петербург)
- Наумов О.В.** доцент кафедры электроэнергетических систем и сетей ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)
- Нудельман Г.С.** заведующий кафедрой теоретических основ электротехники и релейной защиты ФГБОУ ВО «ЧГУ им. И.Н. Ульянова», к.т.н. (Чебоксары)

- Паздерин А.В.** заведующий кафедрой автоматизированных электрических систем ФГАОУ ВО «УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», д.т.н. (Екатеринбург)
- Пешков М.В.** заместитель начальника Центра высоковольтной преобразовательной техники АО «НТЦ ФСК ЕЭС», к.т.н. (Москва)
- Писковацкий Ю.В.** доцент кафедры релейной защиты и автоматизации электроэнергетических систем ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)
- Полищук В.И.** заведующий кафедрой электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВО «СамГТУ», к.т.н. (Самара)
- Потапенко А.М.** ученый секретарь научно-технического совета филиала АО «НТЦ ФСК ЕЭС» – СибНИИЭ (Новосибирск)
- Прохоров А.В.** доцент кафедры электроэнергетических систем, заместитель директора по учебной работе Энергетического института ФГАОУ ВО «НИ ТПУ», к.т.н. (Томск)
- Расщепляев А.И.** ведущий специалист СРЗиА ЕЭС АО «СО ЕЭС», секретарь подкомитета В5 «Релейная защита и автоматика» РНК СИГРЭ, к.т.н. (Москва)
- Рахимов О.С.** заведующий кафедрой электроснабжения и автоматики Худжандского политехнического института Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими, доцент, к.т.н. (Таджикистан, Худжанд)
- Садреев Т.А.** начальник службы АСДУ филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана (Казань)
- Саитбаталова Р.С.** доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
- Сафин А.Р.** доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
- Сивков А.Л.** начальник экологической службы ОАО «Генерирующая компания» (Казань)
- Ситников С.Ю.** доцент кафедры информатики и информационно-управляющих систем ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
- Сорокин Д.В.** заместитель начальника Центра системных исследований и разработок ИЭС ААС АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (Москва)
- Суслов К.В.** доцент кафедры электроснабжения и электротехники ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», к.т.н. (Иркутск)
- Суслова О.В.** ведущий научный сотрудник ОАО «НТЦ ЕЭС», руководитель подкомитета РНК СИГРЭ В4, к.т.н. (Санкт-Петербург)
- Табанюхов А.С.** начальник сектора информационно-технических систем филиала АО «НТЦ ФСК ЕЭС» – СибНИИЭ (Новосибирск)
- Таджибаев А.И.** заведующий кафедрой диагностики энергетического оборудования ФГАОУ ДПО «ЛЭИПК», д.т.н. (Санкт-Петербург)
- Тактамышева Р.Р.** доцент кафедры электрооборудования и электрохозяйства предприятий, организаций и учреждений ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.филос.н. (Казань)
- Тютиков В.В.** проректор по научной работе ФГБОУ ВО «ИГЭУ», д.т.н. (Иваново)

Федотов А.И.	профессор кафедры электроэнергетических систем и сетей ФГБОУ ВО «КГЭУ», д.т.н. (Казань)
Федчишин В.В.	декан энергетического факультета, заведующий кафедрой электрических станций, сетей и систем ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», к.т.н. (Иркутск)
Филатова Н.И.	главный эксперт отдела методологии и расчетов релейной защиты ПАО «ФСК ЕЭС» (Москва)
Филимонов А.Г.	доцент кафедры тепловых электрических станций ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)
Фишов А.Г.	заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем ФГБОУ ВО «НГТУ», д.т.н. (Новосибирск)
Хазиахметов Р.М.	доцент кафедры релейной защиты и автоматизации электроэнергетических систем ФГБОУ ВО «КГЭУ» (Казань)
Хакимзянов Э.Ф.	доцент кафедры релейной защиты и автоматизации электроэнергетических систем ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)
Хатанова И.А.	доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
Хизбуллин Р.Н.	доцент кафедры электротехнических комплексов и систем ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
Цветков А.Н.	доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий ФГБОУ ВО «КГЭУ», к.т.н. (Казань)
Чернов К.П.	доцент кафедры электрических станций ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.ф-м.н. (Казань)
Черноусов С.А.	начальник отдела организации технического обслуживания и ремонта линий электропередач ПАО «ФСК ЕЭС» (Москва)
Чичирова Н.Д.	директор Института теплоэнергетики, заведующая кафедрой тепловых электрических станций ФГБОУ ВО «КГЭУ», д.х.н. (Казань)
Шагиев Н.Г.	доцент кафедры тепловых электрических станций ФГБОУ ВО «КГЭУ», доцент, к.т.н. (Казань)
Kubis Andreas	диплом-инженер кафедры энергетики и электрических систем Технического университета Дортмунда (Technische Universität Dortmund) (Дортмунд, Германия)
Rehtanz Christian	заведующий кафедрой энергетики и электрических систем Технического университета Дортмунда (Technische Universität Dortmund) (Дортмунд, Германия)
Vannier Jean-Claude	директор департамента «Энергетика» Высшей электротехнической школы (École supérieure d'électricité, Supélec) (Париж, Франция)
Hermanns Kevin	диплом-инженер кафедры силовой электроники Технического университета Дармштадта (Technische Universität Darmstadt) (Дармштадт, Германия)
Griepentrog Gerd	заведующий кафедрой силовой электроники Технического университета Дармштадта (Technische Universität Darmstadt) (Дармштадт, Германия)

История проведения конференции «Электроэнергетика глазами молодежи»



Шестая конференция прошла в 2015 году на базе Ивановского государственного энергетического университета.



Пятая конференция прошла в 2014 году на базе Национального исследовательского Томского политехнического университета.



Четвертая конференция организована и проведена на базе Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ).



Третья конференция в 2012 году вновь состоялась в Уральском федеральном университете.



Вторая конференция прошла в 2011 году на базе Самарского государственного технического университета.



Первая конференция состоялась в 2010 году на базе Уральского государственного технического университета Уральского политехнического института (ныне Уральский федеральный университет).



**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**Организаторам и участникам
VII ежегодной
международной конференции
«Электроэнергетика
глазами молодежи - 2016»**



Дорогие друзья!

Привлечение талантливой и мотивированной молодежи к участию в отраслевых образовательных мероприятиях является одним из приоритетных направлений молодежной политики Министерства энергетики Российской Федерации. Задача подобных мероприятий – содействовать раскрытию творческого потенциала молодых людей, формированию у них представления о будущей профессии и интереса к изобретательской и научно-исследовательской деятельности.

Понимая важность укрепления кадрового потенциала отечественной электроэнергетики, Минэнерго России поддерживает инициативы предприятий отрасли, направленные на углублённую профориентацию молодежи и призванные способствовать притоку одаренных молодых людей в профильные вузы, а перспективных специалистов – в электроэнергетические компании. Благодаря этой последовательной и целенаправленной работе все больше молодых людей осознанно выбирают профессию энергетика, а компании получают возможность оценить потенциал студентов, заметить и отобрать наиболее талантливых из них на этапе вузовского обучения.

Проводимая в седьмой раз конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» традиционно собирает наиболее активных и способных студентов, аспирантов, молодых преподавателей и специалистов из разных регионов России. Участие в ней дает молодым людям шанс развить навыки исследовательской работы и презентации проектов, оценить свои способности и увидеть перспективы для их дальнейшего применения. Конференция открывает широкие возможности для установления профессиональных связей, дает стимул к возникновению интересных дискуссий и рождению новых идей.

Организаторы мероприятия вносят значимый вклад в укрепление кадрового потенциала отрасли. Формируя надежную смену будущих профессионалов, мы вместе создаем предпосылки для динамичного развития отечественной электроэнергетики.

Желаю всем участникам конференции плодотворной работы, продуктивного общения и ярких творческих достижений!

Министр энергетики
Российской Федерации



А.В. Новак

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО
ЗАМЕСТИТЕЛЯ ПРЕМЬЕР-МИНИСТРА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН –
МИНИСТРА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
АЛЬБЕРТА АНВАРОВИЧА КАРИМОВА
УЧАСТНИКАМ МОЛОДЁЖНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЁЖИ»



Уважаемые коллеги!

От имени Министерства промышленности и торговли Республики Татарстан поздравляю Вас с открытием молодёжной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи»!

С удовлетворением хочу отметить, что проведение конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» в Казани положительно воспринято научно-технической общественностью России.

Участие в работе молодёжной научно-технической конференции признанных ученых, руководителей и специалистов ведущих компаний топливно-энергетического комплекса страны создает благоприятные условия для обмена мнениями по актуальным вопросам развития энергетики, презентации новых идей, перспективных технологий и проектов.

Так, согласно Энергетической стратегии развития России до 2030 года, необходим переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному сценарию развития топливно-энергетического комплекса России, включающему в себя обновление фондов энергетической отрасли, стимулирование политики энергоресурсосбережения, активное использование энергоэффективных технологий в различных отраслях промышленности и на предприятиях жилищно-коммунального комплекса, развитие возобновляемых источников энергии.

Уверен, в ходе работы молодёжной научно-технической конференции будут выработаны рекомендации, реализация которых станет составной частью нашей совместной работы по повышению эффективности развития энергетических компаний Республики Татарстан.

Желаю участникам конференции плодотворной и успешной работы, полезных встреч, оптимизма, достижения поставленных целей!

Заместитель Премьер-министра
Республики Татарстан – министр
промышленности и торговли
Республики Татарстан

А.А. Каримов

**ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА
ФГБОУ ВО «КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ЭДВАРДА ЮНУСОВИЧА АБДУЛЛАЗЯНОВА
УЧАСТНИКАМ МОЛОДЁЖНОЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ»**



Рад приветствовать всех участников молодёжной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». Организаторами конференции выступают ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»; Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан; АО «Системный оператор Единой энергетической системы»; ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»; Conseil International des Grands Réseaux Électriques – CIGRE (Франция); Российский Национальный Комитет Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (РНК СИГРЭ); Российский фонд фундаментальных исследований; Благотворительный Фонд «Надежная смена».

Актуальность и необходимость проведения конференции вызвана тем, что высокая надежность энергосистемы, ее адаптивность и эффективность могут быть обеспечены за счет действий высококвалифицированного персонала и технического оснащения передовыми инновационными разработками. Для этого необходима слаженная системная реализация при активном участии всех предприятий энергетического кластера.

Для подготовки специалистов с высшим образованием и кадров высшей квалификации в университете совместно с партнерами вуза, в первую очередь энергетическими предприятиями республики, открыты лаборатории и центры, в частности единственные в России учебно-исследовательские полигоны: Подстанция 110/10 кВ и Распредсети 10/0,4 кВ. В марте 2014 года открыт Центр компетенций и технологий в области энергосбережения Республики Татарстан, который удостоен первого места в номинации «Лучший демонстрационный центр энергосбережения и энергоэффективности» Всероссийского конкурса в рамках Международного форума ENES 2014. На базе этих научно-образовательных площадок собрано самое современное оборудование и приборы, которые позволяют организовать учебный и исследовательские процессы на самом высоком уровне.

Поэтому не случайно, что в этом году конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» проводится на базе нашего университета. Конференция интересна не только для научных работников и специалистов, чья профессиональная деятельность связана с электроэнергетикой. Итоги конференции помогают открыть талантливых ребят, выбравших электроэнергетику для своей будущей профессиональной судьбы, а вместе с ними – талантливых преподавателей, ученых, научных руководителей. Очень важным является то, что конференция для некоторых из них стала первым шагом в сообщество профессионалов электроэнергетики. Расширяющиеся тематики докладов и география участников, рост их числа и количества проводимых конкурсов конференции позволяют полагать, что конференция способствует ускорению процессов интеграции высшего образования и науки с производством.

Надеюсь, что Казанский государственный энергетический университет станет и в этот раз площадкой активного диалога между всеми заинтересованными сторонами и окажет позитивное влияние на совершенствование сотрудничества и укрепление взаимовыгодных отношений в энергетическом секторе. Желаю молодежи, избравшей для себя профессиональный путь в электроэнергетике, достижения успехов в научных исследованиях и трудовой деятельности!

Ректор ФГБОУ ВО «Казанский
государственный
энергетический университет»



Э.Ю. Абдуллазянов

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ



PLENARY

Пути преодоления кризиса в системе подготовки инженерных кадров для электроэнергетики России

П.И. Бартоломей¹, П.М. Ерохин², Ю.А. Куликов²

¹ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»
Екатеринбург, Россия

²АО «Системный оператор Единой энергосистемы»
Москва, Россия
bpi@ural.ru

В докладе обсуждаются пути выхода из кризиса инженерного образования. Выявлены опасные последствия, которые отрицательно сказываются на научно-техническом прогрессе (НТП) в области электроэнергетики, а также приводят к постепенной деградации высшей инженерной электроэнергетической школы страны. Главное внимание обращено на проблемы высшего технического образования с позиций обеспечения учебного процесса и требуемого качества подготовки специалистов с инженерной квалификацией на втором уровне образования и обеспечения мотивации преподавателей (от ассистента до профессора) к данному виду деятельности. Кроме того, обсуждаются вопросы возможного инженерного образования в условиях глубокого недофинансирования и в рамках действующей концепции «бакалавр – магистр». Поскольку не удаётся найти однозначное оптимальное решение поставленных вопросов, авторы предлагают материал доклада вынести на дискуссию «круглого стола» конференции ЭГМ-2016.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, инженерное образование, бакалавриат, магистратура.

Ways of power system engineering personnel education system crisis overcoming

P. Bartolomey¹, P. Erokhin², Y. Kulikov²

¹Ural Federal university n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin
Ekaterinburg, Russia

²JSC «System Operator of United Power System»
Moscow, Russia
bpi@ural.ru

The report considers the ways of the engineering education crisis overcoming. The dangerous consequences that negatively affect the scientific and technical progress in the field of power industry and lead to the slow degradation of the state higher electric power industry school is revealed. The main attention is focused on the problems of higher technical education from the point of view of the study process and the desired training quality of the specialists with the engineer qualification on the second education tier. Besides, the problem of the tutors (from the assistant to the professor) motivation to that kind of activity is considered. The questions of the possible engineer education in the poor funding conditions and in the existent «bachelor – master» concept frames is discussed. As far as the reasonable way to find the stated tasks univocal optimal solution, the authors propose to discuss the report materials on the ETEY-2016 conference «round table».

Keywords: power systems, engineer education and training, bachelor degree, masters degree.

1. ОБСУЖДАЕМАЯ ПРОБЛЕМА

В настоящее время сложилось весьма неблагоприятное состояние в электроэнергетике в связи с ликвидированным инженерным образованием в этом направлении. Особенно остро эта проблема связана с вопросами надежной и устойчивой работы Единой энергетической системы (ЕЭС) России, охватывающей самую большую площадь и являющейся одной из наиболее мощных в мире. Проблемы передачи электрической энергии на большие расстояния и сохранения устойчивой синхронной работы синхронной зоны ЕЭС/ОЭС не могут успешно решаться без научно-технического прогресса (НТП) и подготовки научных и инженерных кадров в условиях кризиса высшей школы.

Комитет по энергетике Государственной Думы РФ с участием видных ученых и педагогов высшей школы многократно поднимал вопрос о необходимости сохранения в усовершенствованной форме инженерного образования в области электроэнергетики и электротехники. В ноябре 2015 г. в г. Иваново под эгидой АО «СО ЕЭС» состоялась VI Международная научно-техническая конференция «Энергетика глазами молодежи». По инициативе Комитета по энергетике ГД РФ на конференции был организован «Круглый стол» по проблеме инженерного образования по направлениям «электроэнергетика и электротехника» и «энергомашиностроение».

В своём послании участникам конференции член Комитета по энергетике ГД РФ, первый заместитель Председателя фракции «Единая Россия» Ю.А. Липатов писал:

«Электроэнергетика и Единая энергосистема России являются основой энергетической безопасности нашей страны. С этой точки зрения подготовка высококвалифицированных специалистов, способных решать задачи НТП на современном этапе развития электроэнергетики, является важнейшей задачей высшей школы России. Вопросы, поднимаемые в пленарных докладах по проблемам высшего электроэнергетического образования [1, 2], требуют особого внимания. Хотелось бы, чтобы одним из полезных результатов конференции было бы выражение поддержки выпускающими кафедрами по направлениям «электроэнергетика и электротехника» и «энергомашиностроение» концептуальных положений докладов, что необходимо для дальнейшего взаимодействия с Министерством образования и науки РФ (МОН)».

Участники круглого стола на «ЭГМ-2015» пришли к единодушному мнению, что современная высшая техническая школа России, работающая в формате «бакалавр – магистр» в условиях глубокого недофинансирования учебного процесса, не обеспечивает не только научно-технический прогресс в электроэнергетике, но и сохранение одной из лучших в мире трёхсотлетней российской инженерной школы.

Замена инженеров бакалаврами, хотя и с некоторой компенсацией магистрами, не позволяет рассчитывать на необходимый успех. Глубокое недофинансирование высшего технического образования особенно пагубно сказывается на качестве подготовки специалистов (как научных, так и технических кадров), что стало предметом чрезвычайной озабоченности как преподавателей высшего технического образования, так и работников сферы генерации и передачи электроэнергии. Отметим два самых неприятных следствия из этого. Во-первых, происходит вымывание талантливых педагогов с профильных кафедр и, в целом, из системы высшего профессионального образования, а также потеря престижности этой профессии для талантливой молодежи. Во-вторых, сказывается катастрофическое снижение качества подготовки специалистов, что приводит к полному противоречию с острой необходимостью обеспечения НТП в России по направлениям «электроэнергетика и электротехника» и «энергомашиностроение».

В настоящем докладе авторы делятся своими размышлениями по двум направлениям действий. Первое направление связано с достижением цели, которая на современном этапе развития экономики России и неприоритетного отношения к высшему техническому образованию, закреплённого в соответствующей монополизации мнения МОН, кажется недостижимой, но которая всё-таки должна обсуждаться на перспективу. Здесь речь идёт о том, что современная система двухуровневой подготовки специалистов «бакалавр – магистр» с заниженной ролью преподавателя и без индивидуализации процесса обучения не может способствовать восстановлению лидирующих позиций России в НТП.

Второе направление связано совершенствованием существующей двухуровневой системы подготовки специалистов в рамках концепции МОН.

II. ДВУХУРОВНЕВАЯ ПОДГОТОВКА ИНЖЕНЕРОВ И МАГИСТРОВ С ИНДИВИДУАЛИЗАЦИЕЙ ОБУЧЕНИЯ

Главные тезисы, на основании которых делается вывод о необходимости нового инженерного образования в России, сводятся к следующему [3].

1. В соответствии с принятой западной моделью образования «бакалавр – магистр», МОН идеологию гуманитарного двухступенчатого образования «бакалавр – магистр» без какой-либо коррекции переложило на техническое образование с опасным креном на самостоятельное изучение дисциплин (заочное, дистанционное и др.) и минимизацией роли преподавателя. Как следствие, проявляется и уже отрицательно сказывается непонимание роли инженерно-технического образования в научно-техническом прогрессе России. Концепция МОН не учитывает, что проблемы научно-технического прогресса уже в XX веке стали глобальными и наиболее значимыми

2. В основу реформирования российского образования интересы индивидуума были поставлены на первое место, отодвинув интересы общества и государства на задний план [4]. В этом-то и кроется суть поднимаемой нами проблемы. Индивидуум (абитуриент, студент) имеет свои интересы и совершенно не задумывается о научно-техническом прогрессе, который для России в последнее время, к сожалению, перестал быть государственной проблемой.

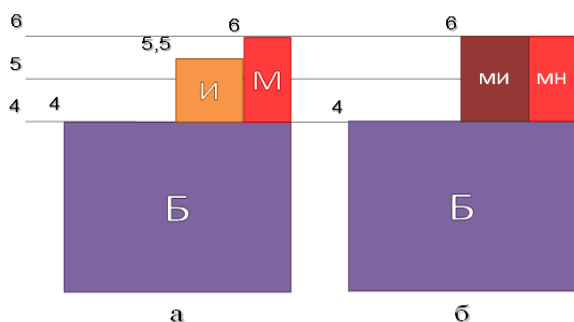
3. С позиции обеспечения НТП копирование западной модели образования неприемлемо. Что касается электроэнергетики и смежных с ней отраслей (в первую очередь, речь идёт об электротехнике и энергомашиностроении), то она кардинальным образом отличается от других технических отраслей. Именно в ней должен быть учтён государственный подход к проблемам высшего технического образования и подготовки высококвалифицированных кадров для обеспечения НТП.

Дело в том, что основой электроэнергетики страны является Единая электроэнергетическая система России, не имеющая себе равных среди технологических систем по сложности и важности функционирования, как по масштабам пространственного расположения, сложности и многопараметричности задач в режиме on-line, так и по последствиям неэффективного или неграмотного управления с потерей устойчивости электрического режима. ЕЭС России обеспечивает функционирование всех остальных отраслей и охватывает все виды человеческой деятельности.

Это означает, что подготовка инженеров (не по должности, а как специалистов соответствующей квалификации) для электроэнергетики не является проблемой отдельно взятого вуза, проблемой регионального уровня. Это проблема государственного масштаба. Ещё 2 года назад авторы работы [5] показали, что научно-технический прогресс человечества за последние два столетия держится на основах научных знаний в области электротехники и электроэнергетики. Представляется необоснованным и, безусловно, ошибочным со стороны МОН отнесение фундаментальных научных специальностей «электроэнергетика и электротехника», к категории не наукоёмких.

4. В докладах на ряде конференций «Энергетика глазами молодёжи» и в Комитете по энергетике Государственной Думы РФ неоднократно ставился вопрос о том, что на нынешнем этапе наступившего кризиса высшего технического образования необходимо не восстанавливать инженерное образование в прежнем виде или в форме специалитета, повторяющего советскую модель, а создавать на базе пока ещё сохранившейся школы инженерии новое, двухступенчатое инженерное образование. Ранее предлагалась [1, 3] и на настоящей конференции следует продолжить обсуждение модели инженерного образования, представленной на рисунке *a*. Известно, что МОН

своеобразно отреагировало на критику Президента РФ В.В. Путина в связи с устранением инженерного образования в большинстве отраслей народного хозяйства. Не желая признавать сделанную стратегическую ошибку, оно заталкивает инженерное образование в магистратуру (рисунок б), называя её прикладной магистратурой. На нашем рисунке мы называем МИ – магистратура инженерная, подчёркивая, что другая (альтернативная) магистратура (МН) должна быть научной.



Обсуждаемые модели двухуровневого инженерного образования

5. Принципиальное отличие модели а от б состоит в том, что инженерное и магистерское образования – это разные образования как по содержанию, так и по формам воплощения, хотя есть и достаточно серьёзные совпадения. Более того, модель а более выгодна для государства, она реализуется с меньшим напряжением для выпускающих кафедр, так как в ней часть защит выпускных работ инженеров по времени не совпадает с защитами бакалаврских и магистерских работ.

6. Представляется, что настоящий тезис является важнейшим в проблеме влияния образования на НТП. Обеспечить высокое качество инженерного и магистерского образования без индивидуализации обучения и обеспечения достойной заработной платы преподавателей за свою научно-педагогическую деятельность в вузе невозможно. В свою очередь, без этого невозможно добиться научно-технического прогресса в электроэнергетике и энергомашиностроении. Индивидуализация обучения необходима как средство, направленное на достижение необходимого качества образования. При существующем «поточном» способе подготовки специалистов, когда действует соотношение 1:10 (на одного преподавателя приходится 10 студентов), нельзя добиться высокого качества подготовки специалистов второго уровня. Европейские и американские показатели не только в магистратуре, но и в бакалавриате и инженерной подготовке колеблются от 1:2 до 1:4. Зарубежная профессура тратит меньше времени на аудиторные занятия (200-300 часов в год вместо наших 650-800) и больше занимается с отдельными студентами.

В качестве вывода по данному тезису можно сказать, что экономия на учебном процессе второго уровня в принципе не может окупить колоссальную упущенную выгоду, вызванную отставанием в НТП.

7. Отсутствие высококачественного инженерного образования создаёт угрозу энергетической безопасности России. Кроме того, Россия уже сейчас в огромных масштабах покупает электроэнергетическое оборудование, а также информационное и программное обеспечение за границей, что из-за необходимости приглашать (т.е. покупать) иностранных специалистов наносит вред

отечественной экономике. Теперь же, в связи с «экономическими санкциями», необходимо решать проблемы импортозамещения зарубежной техники и технологий, что просто невозможно без инженеров.

Таким образом, мы попытались обосновать, что, во-первых, ключевым вопросом в обеспечении качества специалистов является увеличение доли работы студента во взаимодействии с преподавателем, а не в снижении роли и места преподавателя в учебном процессе, как это имеет место в действующей системе технического образования. Во-вторых, требуемое для научно-технического прогресса качество подготовки инженеров и магистров невозможно без достойной оплаты труда профессорско-преподавательского состава, которая сейчас настолько занижена, что практически все преподаватели вынуждены подрабатывать себе на жизнь.

III. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ В РАМКАХ КОНЦЕПЦИИ МОН

А. Специализированная подготовка студентов в вузах-партнерах для кадрового резерва АО «СО ЕЭС»

Введение двухступенчатой инженерной подготовки принципиально ничего не решит, если не выделить инженерное образование из классического университетского образования, например, через создание системы энергетических вузов с достойным финансированием и связями с производством.

Но, очевидно, что процессы изменения высшего образования в России идут в обратном направлении – по пути укрупнения университетов и увеличения коэффициента «число студентов/число преподавателей», якобы, за счет внедрения современных образовательных технологий. С техническими специальностями так поступать опасно. Здесь нужна индивидуализация работы одновременно как студенту, так и преподавателю, по крайней мере, на второй ступени образования. К сожалению, это требование не заложено в действующую вторую ступень (то есть в магистратуру) ни по времени, ни по заработной плате преподавателей.

Кроме того, новые образовательные технологии для инженерного образования отличаются от гуманитарных. Как обеспечить достойные зарплаты преподавателям? Где на это взять государству финансовые ресурсы? Ответа нет. Бюджет не сможет это профинансировать. Для этого надо вернуться к плановой экономике с целевым перераспределением средств от производства в инженерные вузы и восстановить законодательно систему обязательного распределения выпускников. Но «рыночная система управления» считается саморегулируемой. Спрос рождает предложение и определяет цену продукта, в нашем случае – специалиста с высшим профессиональным образованием (инженера или магистра). Базовое финансирование осуществляет государство (Министерство образования и науки РФ). За специализацию и доквалификацию должен платить потребитель продукта.

Поэтому АО «СО ЕЭС», которое не устраивает качество выпускников, вынуждено организовывать на договорной основе с вузами-партнерами профессиональную ориентацию бакалавров и специализированное обучение магистров по разработанным ОАО «СО ЕЭС» учебным программам.

Профессиональная ориентация бакалавров проводится со специализированными группами бакалавров, начиная с первого курса до окончания бакалавриата. Работа начинается с группой бакалавров первого курса в составе 25 человек, которые изъявляют желание проходить специализированную подготовку по программе Системного оператора. Состав группы уменьшается до 10 человек к четвертому курсу. После итоговой государственной аттестации они продолжают специализированную подготовку в магистратуре. В течение профориентации студентам читаются лекции по задачам и функциям оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, проводятся ознакомительные экскурсии на энергетические предприятия, занимающиеся производством электроэнергии, ее передачей, распределением и потреблением. Работники филиалов Системного оператора соответствующей операционной зоны принимают участие в определении темы квалификационной работы и ее защите.

Специализированная подготовка в магистратуре проводится по программам дополнительной профессиональной подготовки, которые разрабатываются АО «СО ЕЭС» с учетом усложнения методов и средств управления режимами энергосистем, внедрения новых технологий производства, распределения и потребления электроэнергии. В программе учтено современное состояние оборудования энергосистем, методов расчета и анализа их режимов, средств линейной, режимной и противоаварийной автоматики. В каждом разделе программы приводится характеристика нормативно-правовых документов, регламентирующих отдельные аспекты управления режимами ЕЭС России. Результаты специализированной подготовки могут быть проиллюстрированы итогами Международного инженерного чемпионата Case-in, состоявшегося 30 – 31 мая в Москве. Стажеры Системного оператора заняли весь пьедестал почета в финале чемпионата. В лиге по электроэнергетике первое место заняла команда студентов первого курса магистратуры кафедры автоматизированных электрических систем УрФУ.

В. Корпоративная система подготовки инженеров

Восстановление приемлемого уровня инженерного образования – длительный и инерционный процесс. Если обеспечить необходимый уровень финансирования, повысить статус труда инженера и престиж труда преподавателя, то восстановление необходимого уровня инженерного образования является среднесрочной перспективой.

Поскольку высококвалифицированные инженеры электроэнергетики востребованы уже сегодня, родилось предложение о создании корпоративных центров инже-

нерной подготовки (либо корпоративных электроэнергетических университетов).

В работах [2, 6] отмечаются три важных момента. Во-первых, в технических вузах исчезла законная возможность инженерной подготовки, которая предусматривает умение добывать и давать новые знания, приобретать и развивать инженерное мышление.

Во-вторых, обосновывается необходимость создания отраслевых центров инженерной подготовки, дополняющих систему подготовки специалистов в государственных технических университетах, что позволяет частично перенести бремя финансового, организационного и кадрового обеспечения инженерной подготовки в производственную сферу экономики страны. В-третьих, в основу учебного процесса должно быть положено выполнение конкретных индивидуальных проектов, привязанных к нуждам производственной сферы, с последующей их защитой. Каждому учащемуся преподаватель разрабатывает и контролирует индивидуальное задание на самостоятельную работу. При этом оплата работы привлекаемых преподавателей должна быть существенно выше той, которая существует в настоящее время в технических университетах.

Список литературы

- [1] Бартоломей П.И. Высшее техническое образование и энергетическая безопасность России // *Электроэнергетика глазами молодежи: Научные труды 6-й Междунар. НТК: сб. статей: в 2 т.* – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 12–17.
- [2] Ерохин П.М., Куликов Ю.А. Корпоративная система подготовки инженерных кадров в России // *Электроэнергетика глазами молодежи: Научные труды 6-й Междунар. НТК: сб. статей: в 2 т.* – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 8–11.
- [3] Бартоломей П.И. Высшее энергетическое образование в России должно обеспечивать научно-технический прогресс // *Электрические станции.* – 2016. – № 3. – С. 53–58.
- [4] Кискачи В.М., Назаров Ю.Г. Сигнализация однофазных замыканий на землю в компенсированных кабельных сетях 6-10 кВ // *Труды ВНИИЭ.* – М.: Госэнергоиздат, 1963. – Вып. 16. – С. 219–251.
- [5] Механик А.Г. Что ждёт высшую школу России // *Эксперт.* – 2016. – № 8(976). – С. 64–67.
- [6] Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Проблемы инженерного образования в электроэнергетике и электротехнике, значимость наукоёмкости этих отраслей экономики // *Энергетик.* – 2014. – № 1(48) – С. 20–25.
- [7] Ерохин П.М., Куликов Ю.А. Корпоративная система подготовки инженерных кадров в России // *Электрические станции.* – 2016. – № 5. – С. 48.

Информационный сервис параметров профильной кафедры вуза

А.О. Егоров¹, Е.Ю. Кокшарова¹, А.В. Гофман², С.П. Чеклецова², П.О. Шарыпанов²

¹ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени В.Н. Ельцина»,

Уральский энергетический институт, Екатеринбург

²АО «СО ЕЭС», Москва

a.o.egorov@urfu.ru, koksharova.liza@mail.ru, gofman-av@cdu.so, chekletsova-sp@cdu.so, sharypanov-po@cdu.so

Подготовка специалистов для компаний электроэнергетической отрасли требует контроля количества и качества подготовки выпускников, а также адаптации профильных кафедр вузов к запросам работодателей в части требований к квалификации выпускников. Основным профильным направлением является направление «электроэнергетика и электротехника». Сегодня наблюдается дефицит высококвалифицированных специалистов – выпускников вузов с необходимыми компетенциями по этому направлению. Существует необходимость создания системы, позволяющей сделать прозрачным процесс взаимодействия всех заинтересованных сторон учебного процесса, и обеспечения слаженной работы профессорско-преподавательского состава и компаний-работодателей. Требуется выработать набор четких численных критериев и параметров, видение которых позволит обеспечить эффективный интерфейс взаимодействия профильной кафедры вуза с работодателями.

Для решения указанной задачи в рамках функционирования Межвузовского методического совета на кафедре АЭС УралЭНИИ УрФУ ведется учет информации о школьниках, абитуриентах, студентах, преподавателях и о компаниях-работодателях. Для обработки информации и представления ее результатов используется специально разработанный документ – паспорт профильной кафедры. В паспорте кафедры отражены: показатели, связанные с ходом учебного процесса, в том числе работы со школами, школьниками, абитуриентами, студентами, реализации практик, трудоустройства выпускников и информация о профессорско-преподавательском составе кафедры.

Ключевые слова: Межвузовский методический совет, информационный сервис параметров кафедры.

The information service for university profile department parameters

A.O. Egorov¹, E.Y. Koksharova¹, A.V. Gofman², S.P. Chekletsova², P.O. Sharypanov²

¹Ural Federal University n. a. B.N. Yeltsin, Ekaterinburg

²JSC «SO UPS», Moscow

a.o.egorov@urfu.ru, koksharova.liza@mail.ru, gofman-av@cdu.so, chekletsova-sp@cdu.so, sharypanov-po@cdu.so

The professional training of specialists for energy companies, operating in electric power industry, requires to control the quantity and quality of graduates' professional training as well as to adjust university profile departments to employers requests in terms of graduates qualification. "Electrical engineering" is the basic profile training program. Currently, there is a significant deficit of graduates with the required competences, who have studied for the very training program. There is a strong necessity to develop a system, which clarifies the interacting process between each of interested parties, who involved in the educational process, and provides well-coordinated work of higher-education teaching personnel and companies-employers. It is required to develop a set of numerical criterions and parameters contributing to the development of efficient interworking interface between university profile department and companies-employers.

In order to solve above mentioned problem, the information accounting about pupils, school leavers, students and higher-education teaching personnel was organized on the basis of "Automated power systems" department, Ural Power Engineering Institute, Ural Federal University within the framework of interuniversity methodic council. The accounting of the information about companies-employers is also organized. The passport of profile department is a document, which was developed with a purpose of the data processing and results presenting. The passport of a department reflects the parameters connected with educational process functioning, which includes interaction with schools, pupils, school leavers, students as well as practicum realization and graduates employment. The information about the composition of higher-education teaching personnel of a department is also included in the passport.

Keywords: Interuniversity methodic council, information service of a department's parameters.

1. ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение качественной профессиональной подготовки специалистов в вузе для современной электроэнергетики требует совершенствования существующих подходов к организации учебного процесса, контроля качества

подготовки. Это совершенствование должно учитывать требования стратегических работодателей, формирующих компетенции и требования к квалификации выпускников вузов, и обеспечивать адаптацию вуза к быстроменяющимся технологиям и условиям труда в современной электроэнергетике.

Одним из важнейших стратегических работодателей в российской электроэнергетике является Системный оператор Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС»). Единые требования к выполнению функций АО «СО ЕЭС» на всей территории России делают необходимым обеспечение филиалов Общества персоналом, отвечающим единым требованиям к квалификации выпускников вузов. Кафедра вуза, осуществляющая подготовку специалистов по направлению «электроэнергетика и электротехника», является профильной для Общества. В настоящий момент наблюдается дефицит выпускников с необходимыми компетенциями по этому направлению. Профильные кафедры вузов, в свою очередь, испытывают затруднения, обусловленные низкой привлекательностью преподавательской профессии среди молодежи [1], а также в области современного учебно-методического и материально-технического обеспечения и оснащения учебных процессов. Не менее важным является создание устойчивых и прозрачных деловых контактов и связей между профильными кафедрами вузов и отраслевыми предприятиями-работодателями [2, 3].

II. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Сегодня существует необходимость выстраивания прозрачной информационной системы между всеми участниками подготовки высококвалифицированных специалистов, начиная со школы и заканчивая предприятием-работодателем (схема школа – вуз – предприятие). Известно, что цикл подготовки среднестатистического специалиста занимает 5 лет. Цикл подготовки специалиста высшей квалификации занимает от 10 лет. Человек, проходя путь подготовки, начиная со школы, и приходя на работу молодым специалистом, взаимодействует с разными субъектами образовательного процесса, из которых можно выделить 4 основных:

- школа;
- вуз (академические группы, студенты);
- кафедра (преподаватели);
- компании-работодатели.

Проводя некоторые аналогии с классической системой управления, можно сказать, что ученик – объект образовательного процесса – находится под воздействием субъектов образовательного процесса. В свою очередь, субъекты оказывают на объект (учащегося) управляющие воздействия. Наличие устойчивых деловых связей профильной кафедры вуза со школами и предприятиями-работодателями делает процессы подготовки из случайных во многом устойчивыми и предсказуемыми. Постоянная профориентационная работа со школьниками, пропаганда электроэнергетического образования, устойчивые связи с предприятиями-работодателями в части организации экскурсий на энергообъекты, производственных практик, стажировок и дальнейшего трудоустройства позволяют выстроить четкую траекторию роста специалистов как на общем академическом уровне, так и на частном, индивидуальном уровне подготовки. Очевидно, что при длительном наблюдении за таким образовательным процессом взаимодействия субъектов с объектом и мониторинге его основных показателей становится возможным получение его объективных численных характеристик, появляется возможность выявить его причинно-следственные связи и, что самое главное, перейти от наблюдения за таким процессом к систематическому управлению им [4].

Такая работа по мониторингу основных показателей образовательного процесса ведется на кафедре автоматизированных электрических систем Уральского энергетического института Уральского федерального университета с 2009 года. За это время выстроена система мониторинга численных показателей кафедры, которая позволила, в конечном счете, создать информационный сервис, позволяющий получить основные параметры функционирования профильной кафедры вуза. В ходе работ было выделено 4 основных блока данных с делением информации по принадлежности к субъектам и объекту. Наибольший интерес представляет информация именно об объекте (учащемся), так как именно он является конечным продуктом производства (образовательного процесса) и именно он представляет конечный интерес для предприятия-работодателя и отрасли. По 4 вышеупомянутым информационным блокам (школа, вуз, кафедра, предприятие) была выстроена устойчивая архитектура паспорта по принципу сколько/откуда/куда/качество с обновлением данных 1 раз в семестр. Некоторые параметры имеют спорадическое обновление, по факту его изменения.

В ходе наблюдений установлено, что на кафедру АЭС УралЭНИН УрФУ ежегодно поступает около 80 абитуриентов (рис. 1), при этом около 40 % из Екатеринбурга, 40 % из Свердловской области, 10 % из Тюменской области, 5 % из остальных регионов России и 5 % из СНГ и других стран (рис. 2).

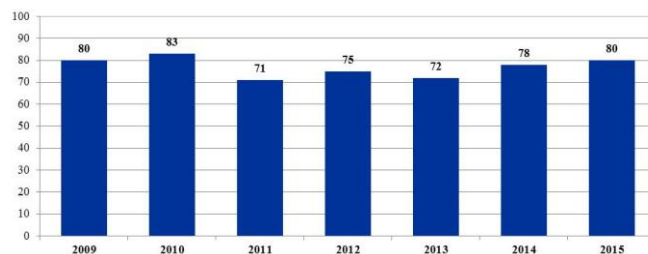


Рис. 1. Ежегодный прием абитуриентов на кафедру АЭС УралЭНИН УрФУ (г. Екатеринбург) за период 2010 – 2015 гг.

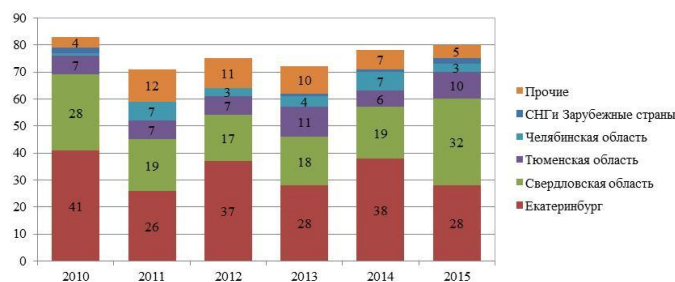


Рис. 2. Прием абитуриентов по регионам на кафедру АЭС УралЭНИН УрФУ (г. Екатеринбург) за период 2010 – 2015 гг.

В 2015 г. прием абитуриентов составил по формуле 35, 40, 12, 10 и 3 % соответственно (рис. 3). Всегда большой интерес представляют источники абитуриентов (школы), обеспечивающие их наибольший объем поставки. Так, для кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ установлено, что в Екатеринбурге стабильную поставку абитуриентов осуществляют до 50 школ. При этом в интегральных показателях (все абитуриенты + студенты кафедры АЭС) можно выделить ТОП-10 школ, которые обеспечивают более 20 % всех абитуриентов (рис. 4).

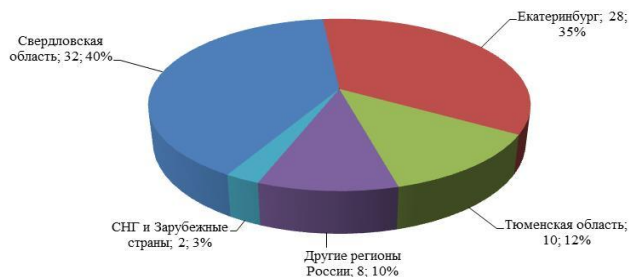


Рис. 3. Прием абитуриентов по регионам на кафедру АЭС УралЭНИИ УрФУ (г. Екатеринбург) в 2015 г.

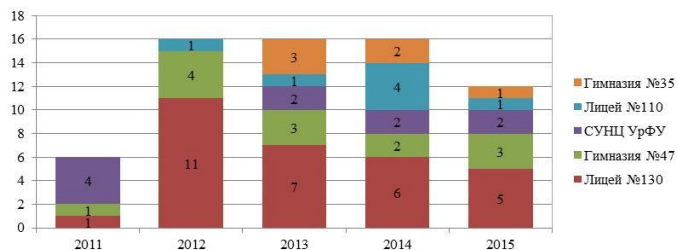


Рис. 4. Прием абитуриентов из школ ТОП-10 г. Екатеринбурга на кафедру АЭС УралЭНИИ УрФУ за период 2010 – 2015 гг.

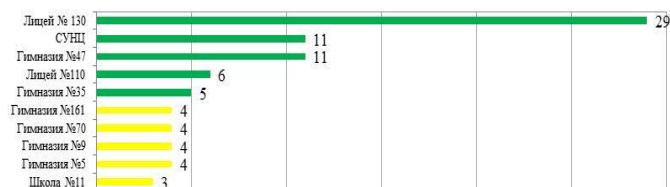
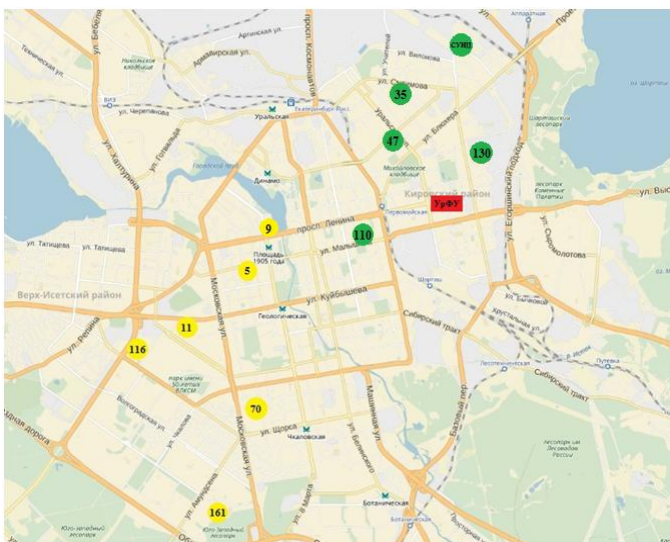


Рис. 5. Карта расположения школ ТОП-10 и других школ на территории г. Екатеринбурга, поставляющих абитуриентов на кафедру АЭС

Важно отметить тот факт, что школы ТОП-10 территориально находятся вблизи УрФУ (рис. 5) и обеспечивают приток качественных абитуриентов, имеющих стабильно более высокий балл ЕГЭ, на уровне 250, в то время как нижняя планка, по которой закрывается прием на кафедру АЭС, составляет около 215 баллов ежегодно (рис. 6).

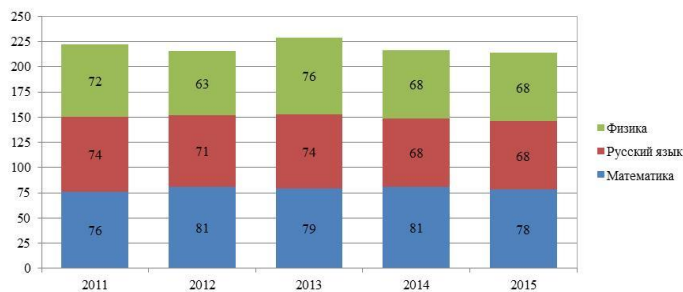


Рис. 6. Баллы ЕГЭ, по которым закрывался прием абитуриентов на кафедру АЭС УралЭНИИ УрФУ в 2011 – 2015 гг. (нижняя планка)

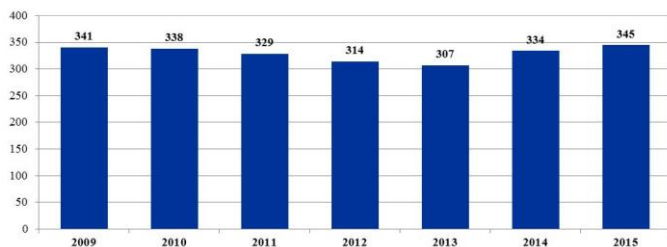


Рис. 7. Численность студентов на кафедре АЭС УралЭНИИ УрФУ в 2010 – 2015 гг.

Важно также отметить, что в лицее № 130 и гимназии № 47 кафедра АЭС при активной и систематической поддержке фонда «Надежная смена» с 2009 г. реализует программу «Школа – вуз – предприятие» (ШВП). Данный факт говорит о том, что профильной кафедре обязательно и необходимо заниматься довузовской подготовкой абитуриентов, так как эта работа обеспечивает не только количество поступающих абитуриентов с высоким баллом ЕГЭ, но и их более высокую мотивацию на период обучения в вузе и при работе в компаниях отрасли. Наличие перечня школ ТОП-10 и ТОП-20 позволяет планировать, вести и развернуть дальнейшую работу по рекламе и пропаганде энергетического образования на кафедре АЭС УралЭНИИ УрФУ среди школьников г. Екатеринбурга с целью их дальнейшего поступления на кафедру. Любой профильной кафедре необходимо вести непрерывную работу в направлении довузовской подготовки абитуриентов, обеспечивая тем самым эффективность образовательного процесса на границе школа/вуз/кафедра.

В течение года на кафедре АЭС очно обучается от 320 до 350 студентов. При этом среднегодовая численность студентов, находящихся в обороте учебного процесса, стабильна и меняется незначительно (рис. 7). Также видно, что на 1 и 2-м курсах численность студентов составляет 70-80 человек (этот вид данных обновляется на момент начала учебного года – 1 сентября), далее численность 3, 4 и 5-го курса снижается и составляет 50-70 человек на каждом курсе. Снижение численности студентов по курсам связано с их отчислением из академических групп (рис. 8). Также снижение численности вызвано переходом на многоуровневую систему образования бакалавриат – магистратура. Многие студенты после окончания 4-го курса бакалавриата трудоустраиваются. На рис. 9 приведена текущая численность студентов по курсам. Видно, что из 345 студентов 301 (87 %) обучается в бакалавриате и 44 (13 %) обучаются в магистратуре.

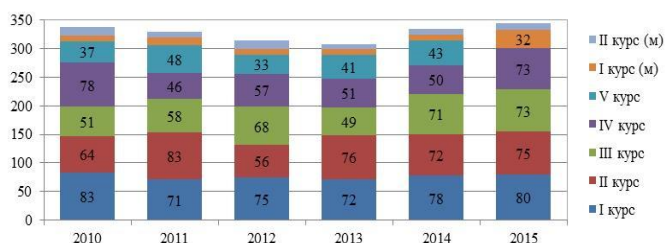


Рис. 8. Численность студентов на кафедре АЭС УралЭНИН УрФУ в 2010 – 2015 гг. по курсам бакалавриата и магистратуры

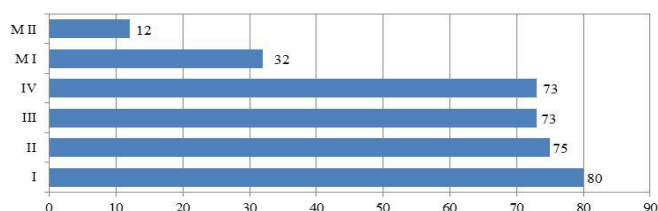
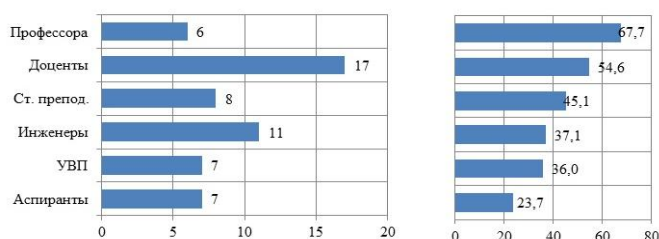
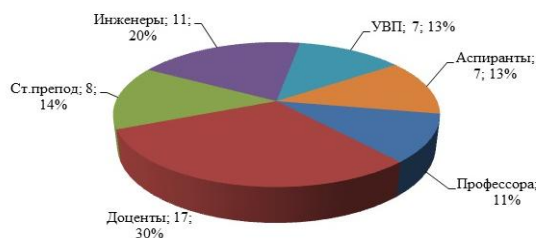


Рис. 9. Текущая численность студентов на кафедре АЭС УралЭНИН УрФУ в 2015 г. по курсам бакалавриата и магистратуры

Состав ППС кафедры АЭС в 2016 г.



№	Должность	Количество	Доля	Средний возраст
1	Профессора	6	11%	67,7
2	Доценты	17	30%	54,6
3	Старшие преподаватели	8	14%	45,1
4	Инженеры	11	20%	37,1
5	Учебно-вспомогательный персонал	7	13%	36,0
6	Аспиранты	7	13%	23,7
Итого		56	100%	

Рис. 10. Сведения о профессорско-преподавательском составе кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ в 2015/2016 учебном году

Помимо этого, значительный интерес представляет информация о профессорско-преподавательском составе (ППС): количество преподавателей, численность в категориях, вес категорий, средний возраст по категориям. Такая информация по кафедре АЭС приведена на рис. 10. Обеспечение этих важных показателей на приемлемом уровне позволяет обеспечивать преемственность поколений в среде ППС и, во-первых, поддерживать качество подготовки студентов и выпускников на стабильном уровне, а во-вторых, заниматься развитием учебного процесса и актуализацией требований к выпускникам со стороны предприятий-работодателей.

Так, на кафедре АЭС УралЭНИН УрФУ в 2015/2016 учебном году работает 56 преподавателей, в том числе 6 профессоров, 17 доцентов, 8 старших преподавателей, 11 инженеров и ассистентов, 7 сотрудников учебно-вспомогательного персонала и 7 аспирантов (рис. 10). При этом средний возраст ППС по вышеупомянутым категориям составляет 68, 55, 45, 37, 36 лет и 24 года соответственно.

На кафедре АЭС работает 9 сотрудников в возрасте более 70 лет (16 %), 13 сотрудников до 70 лет (23 %), 19 сотрудников в возрасте до 50 лет (34 %) и 15 сотрудников до 30 лет (27 %). Результирующий средний возраст ППС по кафедре АЭС составляет 45 лет.

Следующим блоком информации является информация о выпускниках. Динамика выпуска по кафедре АЭС представлена на рис. 11. В период с 2009 по 2013 г. количество выпускников было относительно стабильным и составляло до 50 человек. В 2014 г. на кафедре количество выпускников возросло с 50 до 60. Это вызвано тем, что на кафедру АЭС была передана специальность «электроснабжение» и количество специальностей, по которым кафедра АЭС готовит выпускников, возросло с 3 до 4. В настоящее время специалитет упразднен.

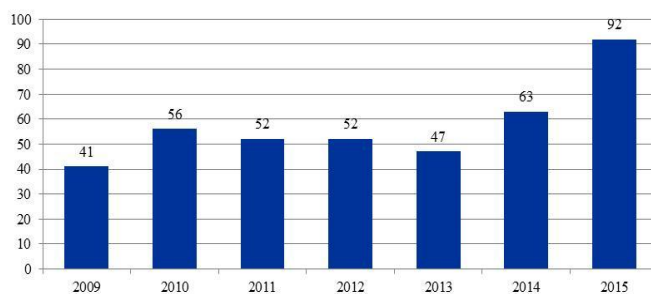


Рис. 11. Количество выпускников кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ за период 2009 – 2015 гг.

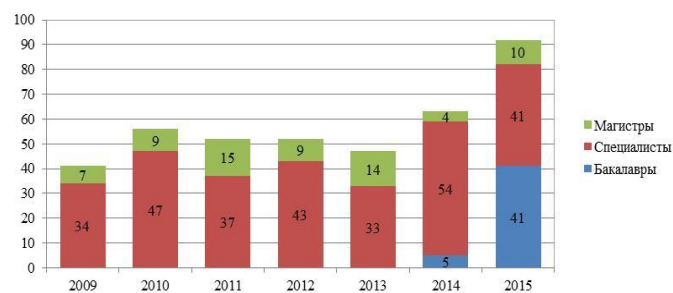


Рис. 12. Количество выпускников кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ за период 2009 – 2015 гг. с делением по категориям бакалавры/специалисты/магистры

В 2015 г. количество выпускников возросло до 92. Данная цифра обусловлена тем, что в 2015 г. закончили обучение последние инженеры и выпускались одновременно бакалавры, инженеры и магистры. До 2015 г. кафедра АЭС выпускала инженеров и магистров. С 2015 г. начался выпуск бакалавров и магистров. Так, доля инженеров среди выпускников на кафедре была стабильной и составляла 80 %, доля магистров составляла 20 % (рис. 12). Цифры 2015 г. можно отнести к переходному процессу, который заканчивается к выпуску 2016 г. Ожидается, что с 2016 г. выпуск бакалавров и магистров будет стабильным и составит 30 бакалавров и 30 магистров (50 и 50 % соответственно).

Среди выпускников кафедры преобладают студенты, окончившие обучение на бюджетной основе 80 %. Присутствуют также контрактники – до 10 % и целевики – тоже до 10 % (рис. 13).

Главным параметром, демонстрирующим деловую активность кафедры в области взаимодействия с предприятиями-работодателями, является отраслевое трудоустройство ее выпускников. Такая информация в укрупненном виде представлена на рис. 14.

Из рис. 14 видно, что значительную долю выпускников потребляют 2 основных предприятия: ПАО «Россети» (филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, ОАО «МРСК Урала») и АО «ЕЭСК» – 30 % и АО «СО ЕЭС» – 10 %. Важно отметить, что именно эти компании формируют стратегические требования к квалификации выпускников. Остальная доля (рис. 15) – 60 %, около 35 выпускников, – трудоустраивается в энергокомпании, осуществляющие свою деятельность в области проектирования, строительного-монтажных работ, производства оборудования, в генерирующие и другие компании. Всего в реестре кафедры АЭС по состоянию на май 2016 г. имеется 174 предприятия-работодателя.

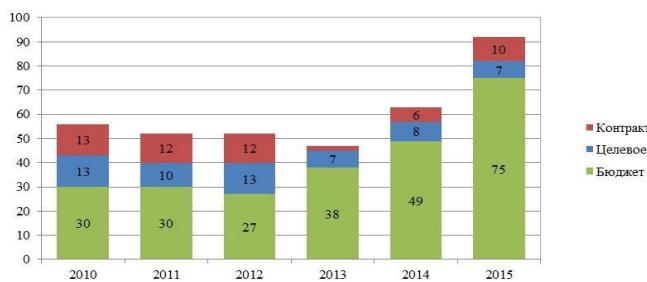


Рис. 13. Количество выпускников кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ за период 2010 – 2015 гг. с делением по категориям обучения бюджет/целевое/контракт

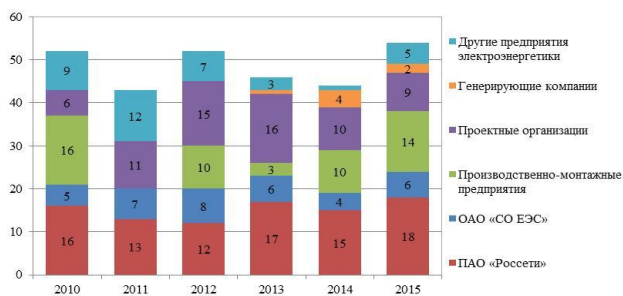


Рис. 14. Трудоустройство выпускников кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ за период 2010 – 2015 гг. в отраслевые энергокомпании

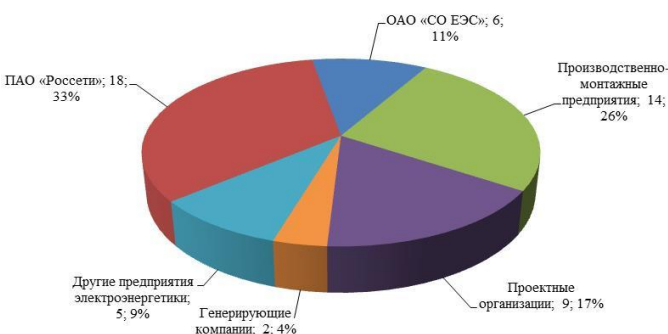


Рис. 15. Трудоустройство выпускников кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ в 2015 г. в отраслевые энергокомпании

На рис. 16 и 17 отображены процессы географического движения выпускников кафедры. Более 80 % выпускников остается в Екатеринбурге, до 5 % выпускников возвращается в область (как правило, это студенты-целевики ОАО «МРСК Урала») и до 10 % уезжает в другие регионы – в основном в Пермский край и Тюменскую область. Информация, приведенная на рис. 3 и 17, наглядно показывает, что молодые специалисты стремятся остаться в крупных городах.

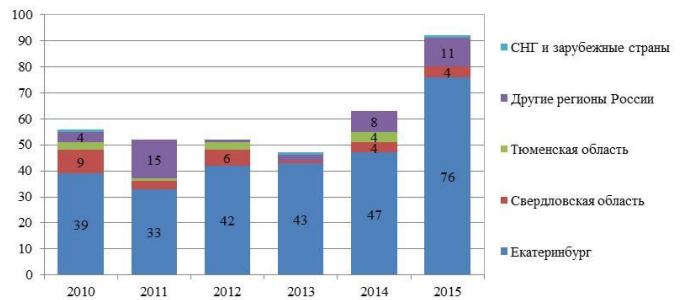


Рис. 16. Трудоустройство выпускников кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ в регионах Урала и России в период 2010 – 2015 гг.

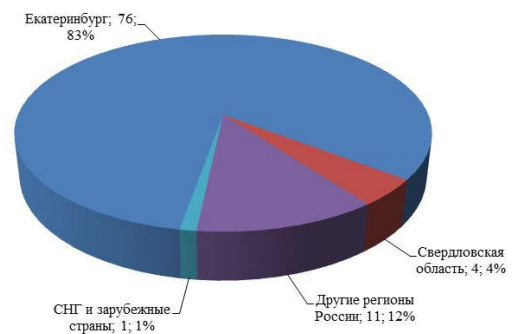


Рис. 17. Трудоустройство выпускников кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ в регионах Урала и России в 2015 г.

III. ЭТАПЫ ПОСТРОЕНИЯ ОТРАСЛЕВОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Больше всего в АО «СО ЕЭС» работает выпускников следующих вузов (направление «электроэнергетика и электротехника»):

- ИГЭУ, г. Иваново;
- МЭИ, г. Москва;
- НГТУ, г. Новосибирск;
- СамГТУ, г. Самара;
- СкФУ, г. Ставрополь;
- СПбПУ, г. Санкт-Петербург;
- ТПУ, г. Томск;
- УрФУ, г. Екатеринбург;
- ЮРГПУ, г. Новочеркасск.

Среднегодовой объем выпускников указанных вузов составляет более 500 человек, подавляющее большинство из которых трудоустраивается в электроэнергетике.

Данные вузы имеют собственные устоявшиеся научные школы, относительно хорошо оснащенную учебно-лабораторную базу и обеспечивают наиболее высокую

квалификацию выпускников. Значительный интерес при этом представляет информация по указанным вузам по формату, описанному в разделе II настоящей работы. Наличие таких открытых данных позволяет вскрыть причинно-следственные связи подготовки высококвалифицированных специалистов, отследить их общие и личные траектории роста по схеме школа – вуз – предприятие на интервале около 10 лет и создать систему управления подготовкой специалистов высшей квалификации в соответствии с требованиями работодателей АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети». В некотором смысле раскрытие информации о направлении «электроэнергетика и электротехника» и создание содружества вузов формируют «отраслевое образование» для электроэнергетики. Одна из форм содружества таких вузов позволяет в перспективе создать виртуальный корпоративный вуз АО «СО ЕЭС» [2, 3]. Выполнять такую организационную работу по созданию виртуального корпоративного вуза АО «СО ЕЭС» может Межвузовский методический совет (ММС), в функции которого входят:

- разработка и внедрение программ углубленной профориентации абитуриентов и бакалавров;
- разработка и внедрение программ специализированной подготовки магистров;
- создание сообщества инициативных преподавателей с целью их поддержки;
- содействие в учебно-методическом и научно-техническом оснащении учебы;
- выстраивание прочных деловых связей профильных кафедр с предприятиями-работодателями в регионах и по России.

В значительном объеме такая работа проведена на кафедре АЭС УралЭНИН УрФУ при активной поддержке и содействии Межвузовского методического совета и фонда «Надежная смена». Создана структура, реализующая производственные практики, стажировки и трудоустройства, реализуются активные взаимодействия с работодателями и преподавателями, со школами и школьниками, абитуриентами и студентами на всем интервале периода обучения. В настоящее время ведется работа по созданию типовых инструментов управления образованием студента, призванного повысить эффективность подготовки специалистов высшей квалификации для предприятий-работодателей.

IV. НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ОБРАЗОВАНИЯ

Одной из важных форм образования является довузовская подготовка абитуриентов по системе ШВП. Однако наличие ШВП в виде дополнения к базовому образовательному процессу недостаточно для подготовки высококвалифицированных выпускников. Опыт работы системы образования для электроэнергетики показывает, что эффективность подготовки специалиста и срок его адаптации на предприятии после окончания вуза сильно зависят от степени его вовлечения в актуальные процессы функционирования энергосистемы. Студенты профильных кафедр должны быть погружены в электроэнергетику на всем периоде обучения в вузе. Успешным примером такого вовлечения студентов должна быть производственная практика и стажировка в компаниях. Реальность сегодня такова, что малые сроки и вялый интерес компаний значительно снижают их эффективность. Для решения этой проблемы ММС совместно с кафедрой АЭС ведет работу по созданию организационной платформы с вовлечением компаний электроэнергетики Урала в организацию студенческих практик

Список литературы

- [1] Бартоломей П.И. Высшее техническое образование и энергетическая безопасность России // *Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. 6-й Междунар. науч.-техн. конф.*, г. Иваново, 9 – 13 ноября 2015 г. – Иваново, 2015. – Т. 1.
- [2] Гофман А.В., Куликов Ю.А., Чеклецова С.П. и др. Аспекты профессиональной ориентации и специализированной подготовки студентов-электроэнергетиков // *Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. 5-й Междунар. науч.-техн. конф.*, г. Томск, 10 – 14 ноября 2014 г. – Томск, 2014. – Т. 1. – С.18–25.
- [3] Ерохин П.М., Куликов Ю.А. Корпоративная система подготовки инженерных кадров в России // *Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. 6-й Междунар. науч.-техн. конф.*, г. Иваново, 9 – 13 ноября 2015 г. – Иваново, 2015. – Т. 1.
- [4] Кокшарова Е.Ю., Егоров А.О., Титова С.А. Система управления персоналом на кафедре АЭС УралЭНИН УрФУ // *Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. 6-й Междунар. науч.-техн. конф.*, г. Иваново, 9 – 13 ноября 2015 г. – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 500–501.

Перспективы формирования глобального энергетического объединения

П.Ю. Коваленко¹, К.А. Осинцев²

¹ФГАОУ ВО Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина
Екатеринбург, Россия

²Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук
Иркутск, Россия
pkovalenko@urfu.ru, kirmosh@mail.ru

Объединение энергосистем реализуется для достижения экономического эффекта и повышения уровня надежности и качества электроснабжения потребителей. В настоящее время имеется опыт работы объединенных энергосистем в рамках одного государства, параллельной работы энергосистем смежных государств, а также наблюдаются предпосылки к созданию крупных объединенных энергосистем стран одного региона – например, существующее энергетическое объединение стран Европы, ЕЭС России, стран СНГ и Балтии, перспективный проект поэтапного соединения ЕЭС России и стран Северо-Восточной и Центральной Азии (Азиатского энергетического кольца) – Китая, Японии, Южной Кореи, Северной Кореи, Казахстана и Монголии. Однако повсеместное распространение объединенных энергосистем стран и континентов сдерживается геополитическими факторами, нерешенными техническими вопросами, сложностью организации и функционирования механизма единого рынка электроэнергии и разработки и согласования общей нормативно-правовой базы. Одним из способов комплексного решения таких всеобщих проблем человечества, как экологический кризис, дефицит энергоресурсов и обеспечение долгосрочного развития, является формирование глобального энергетического объединения. Ожидается, что ключевыми шагами на этом пути должны стать замещение ископаемых видов топлива экологически чистыми источниками энергии, увеличение доли электроэнергии в конечном потреблении энергоресурсов, освоение крупнейших областей концентрации возобновляемых источников энергии, внедрение технологий передачи электроэнергии ультравысокого напряжения, мощных интеллектуальных энергосистем и их объединений. В рамках глобального энергообъединения возможна связь энергосистем разных стран и континентов, работающих в различных часовых поясах и даже в условиях разных времен года, что позволит ликвидировать проблемы в распределении энергоресурсов и экологические ограничения за счет взаимных энергообмена и резервирования для разных его частей. Основная цель формирования глобального энергообъединения – создание экологически безопасной и надежной системы доступа человечества к электрической энергии вне зависимости от географических и социально-экономических факторов.

Ключевые слова: объединенная энергосистема, энергообъединение, ископаемые виды топлива, экологически чистые источники энергии, возобновляемые источники энергии, распределение энергоресурсов, электрические сети ультравысокого напряжения, электрические сети переменного тока, электрические сети постоянного тока, интеллектуальные энергосистемы, арктический и экваториальный регионы.

Global energy interconnection development outlook

Pavel Kovalenko¹, Kirill Osintcev²

¹Ural Federal University n. a. the First President of Russia B.N. Yeltsin
Yekaterinburg, Russia

²Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
Irkutsk, Russia
pkovalenko@urfu.ru, kirmosh@mail.ru

The interconnections of power systems are developed for the economic benefit and in order to increase the overall power supply reliability and quality level. State of the art power engineering has seen the positive experience of operation of the country-wide interconnections and international interconnections. Moreover, there is a growing trend towards the development of major regional interconnections, e.g. the European interconnection, the Integrated Russia-Baltic power system and the advanced project of building the interconnection of the Unified Power System of Russia and North-West and Central Asia countries – China, Japan, South Korea, North Korea, Kazakhstan and Mongolia. However, the ubiquitous development of international and intercontinental interconnected power systems and the corresponding cooperation are restrained by the geopolitical factors, numerous yet unsolved technical challenges, the difficulties associated with the organization and the operation of the united energy market and the development and coordination of the uniform regulatory and legal framework in the field. One of the suggested ways to meet the global challenges the humanity faces including the ecological crisis, the energy resources deficiency and ensuring the sustainable evolution is the development of the global energy interconnection. The fossil fuels substitution with the clean energy sources and increasing the electricity share in the overall energy consumption are expected to become the keystones in the development of the global energy interconnection. The major renewables bases are to be developed as well along with the integration of the ultra-high voltage power transmission technol-

ogies and the robust smart grid concept. The interconnection will link the power systems covering different time zones and even different seasons, which will mitigate the energy distribution and ecological constraints due to the mutual energy exchange and backup. The main aim of constructing the global energy interconnection is settling an ecology-friendly and reliable power supply system not influenced by neither geographical nor socioeconomic aspects.

Keywords: power systems interconnection, fossil fuels, clean energy sources, renewable energy sources, energy allocation, ultra-high voltage power transmission, AC power grids, DC power grids, smart grid, arctic and equatorial regions.

I. ВВЕДЕНИЕ

На протяжении последних двух столетий человечество неизбежно сталкивается со все более серьезными ограничениями на пути своего развития. Благодаря стремительному росту промышленности был получен мощный толчок в развитии экономики и общества, однако чрезмерное использование ископаемых видов топлива повлекло возникновение целого ряда глобальных проблем. Среди них дефицит энергоресурсов, загрязнение окружающей среды и изменения климата, угрожающие развитию и существованию человеческой цивилизации. Исследователи разных стран уделяют значительное внимание экологическому кризису на протяжении более полувека [1 – 3], а также отмечают резко неравномерное развитие разных регионов [4, 5], несмотря на наблюдаемые повсеместно тенденции к интеграции и глобализации всех сфер экономики: промышленности, транспорта, финансов. Эти тенденции не обошли стороной и энергетику, причем именно на нее человечество возлагает огромные надежды на пути к решению экологических, экономико-социальных и геополитических проблем.

II. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

На протяжении всех периодов развития мировая энергетика тяготеет к укрупнению масштабов деятельности, будь то расширение зоны покрытия электрических сетей с повышением их рабочего напряжения или наращивание единичной мощности генерирующего оборудования и станций.

В связи с тем, что мировые запасы энергоресурсов и центры их потребления распределены неравномерно, начиная с середины XX в. протяженность и разветвленность электрических сетей постоянно возрастали, было сформировано множество международных энергообъединений в Северной, Центральной и Южной Америке, Европе, Северной и Южной Африке. В период энергетического кризиса 1970-х гг. предполагалось, что для передачи электроэнергии на дальние расстояния потребуются линии электропередачи (ЛЭП) ультравысокого напряжения (УВН) 1100 – 1150 кВ. В данном направлении наиболее интенсивно работали СССР, США, Италия и Япония. Последовавшее затем падение цен на нефть и газ обусловило снижение экономического интереса к ЛЭП УВН за рубежом. Только Япония спроектировала и построила ЛЭП 1100 кВ длиной 250 км, которая работала на напряжении 550 кВ, а в СССР в 1985 г. была введена опытно-промышленная ЛЭП 1150 кВ Экибастуз – Кокшетау длиной около 500 км [6], в настоящее время также работающая на напряжении 500 кВ.

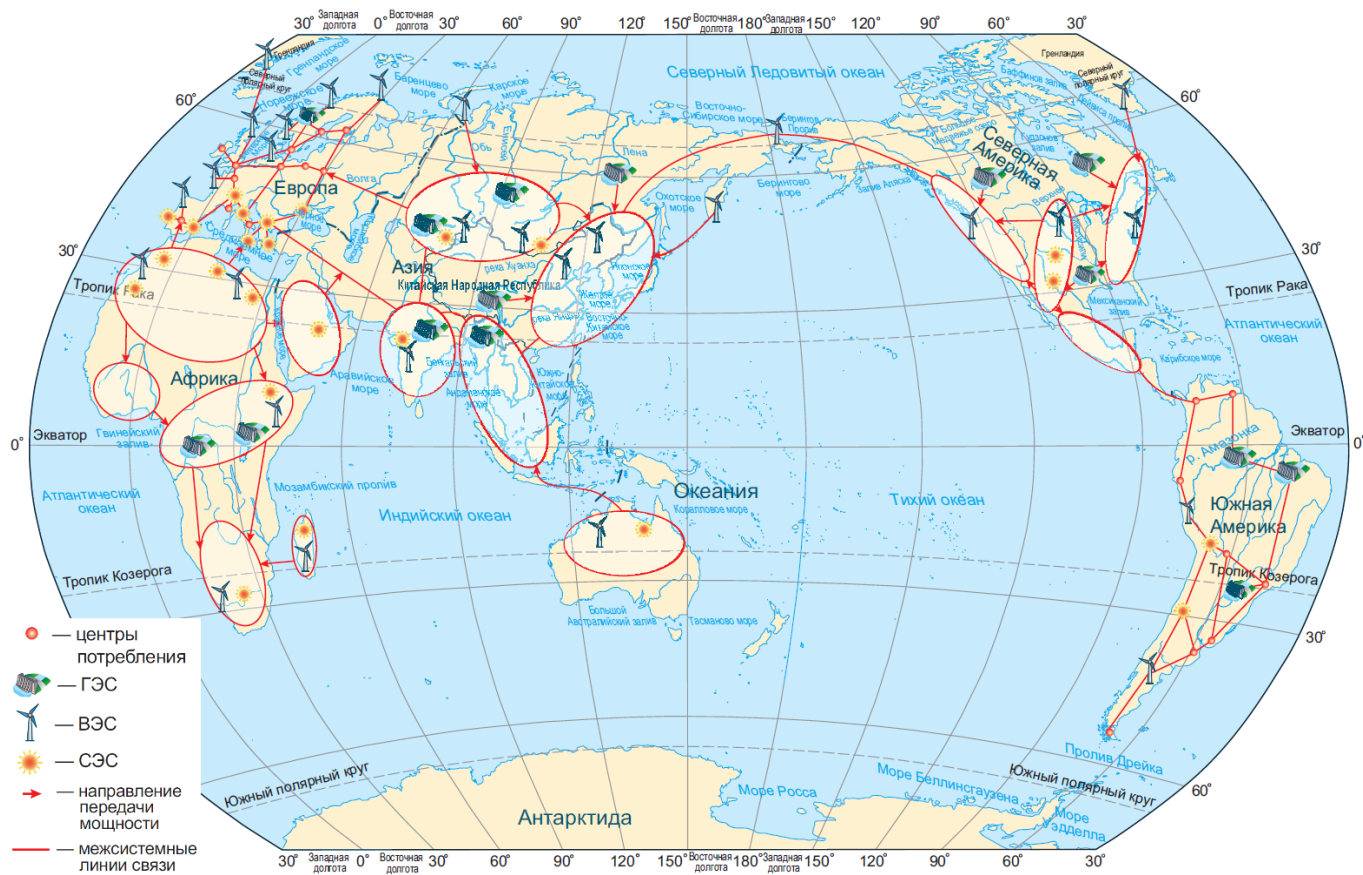
С начала XXI в. вновь прослеживается тенденция к созданию крупных транснациональных объединений энергосистем, таких как MEDGRID, включающая страны Европы, Азии и Африки, Азиатское энергетическое кольцо, связывающее Россию, Китай, Японию, страны Корейского полуострова, Казахстан и Монголию, DESERTEC – проект передачи электроэнергии с мощных солнечных электростанций Северной Африки в Европу.

III. КОНЦЕПЦИЯ ГЛОБАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ

Следуя отмеченным тенденциям интеграции мировой экономики и укрупнения масштабов энергетики, была предложена концепция формирования глобального энергетического объединения (ГЭО). Ранние упоминания этой идеи встречаются с 80-х гг. XX в. в трудах Р.Б. Фуллера [7] и работах академика Ю.Н. Руденко и профессора В.В. Ершевича [8]. В 1986 г. для дальнейшей разработки концепции в Сан-Диего (США) был учрежден Институт глобального энергетического объединения (Global Energy Network Institute) [9].

В 2015 г. на фоне значительных достижений в области технологий передачи электроэнергии УВН [10] идея ГЭО претерпела перерождение и получила развитие в одноименном труде [11] Председателя совета директоров Государственной электросетевой корпорации Китая (ГЭК Китая) Лю Чжэнья. Книга была издана, помимо китайского, на английском и русском языках и представлена на международной конференции (Global Energy Interconnection), прошедшей в марте 2016 г. в Пекине (Китай) при участии организаций и экспертов со всего мира. Мероприятие было отмечено заключением ряда многосторонних соглашений и договоренностей о сотрудничестве, в том числе и с российской стороны [12].

В основу формирования ГЭО будет положена стратегия замещения ископаемых видов топлива экологически чистыми источниками энергии и увеличения доли электроэнергии в конечном потреблении. Предлагается широко осваивать возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – ветровую и солнечную, соответственно, в арктических и экваториальных регионах, а также гидроэнергетику. Кроме того, в ряде стран будет интенсивно развиваться атомная энергетика, в недалекой перспективе – на основе замыкания топливного цикла с помощью реакторов на быстрых нейтронах [13]. Для передачи электроэнергии на значительные расстояния планируется развивать сеть магистральных ЛЭП УВН, как показано на рисунке.



Структурная схема глобального энергетического объединения

А. Замещение ископаемых видов топлива экологически чистыми источниками энергии и увеличение доли электроэнергии в конечном потреблении

Данная идея подразумевает постепенный отказ от использования углеводородов, в первую очередь, в производстве электроэнергии и транспорте. Повсеместное внедрение электрогенерации на основе ВИЭ с разумной долей производства электроэнергии на АЭС в будущем станет основой решения проблем исчерпаемости энерго-ресурсов и загрязнения окружающей среды. С 2000 по 2013 гг. ежегодный прирост установленной мощности ветровых и солнечных электростанций (ВЭС и СЭС) составил, соответственно, 24,8 и 43,7 %, а общая доля ВИЭ (кроме гидрогенерации) в производстве электроэнергии в мире за тот же период возросла с 1,8 до 4,8 %. При сохранении такой динамики к 2050 г. экологически чистые источники энергии смогут покрыть 80 % мировой потребности в электроэнергии, обеспечив переход к новой модели функционирования энергетики. Ожидаемое в предстоящие десятилетия сокращение использования углеводородов позволит не только исключить повышение, но и снизить концентрацию углекислого газа в атмосфере, благодаря чему удастся ограничить глобальный рост температуры на уровне 2 °С в течение столетия. При этом без принятия таких мер к концу XXI в. рост температуры может превысить 4 °С, что ставит под угрозу существование человечества [14].

Увеличение доли электроэнергии в конечном потреблении предполагается осуществить за счет снижения прямого использования угля, нефтепродуктов и природного газа в промышленности и в быту. Например, США и Ев-

ропа начали внедрять электроотопление еще в 1930 г., и в 50 – 60-х гг. XX в. электронагревательные системы обрели огромную популярность. В настоящее время доля электроотопления в европейских странах достигает 90 %. Электроэнергия выгодно отличается от первичных энергоресурсов экологической безопасностью и экономичностью как передачи, так и использования. При сжигании угля выделяется большое количество диоксида серы, оксидов азота, сажи и пыли, которые загрязняют атмосферу; кроме того, добыча и перевозка угля также наносят колоссальный ущерб окружающей среде вблизи месторождений и транспортных магистралей. На долю транспорта приходится около трети мирового энергопотребления, причем в транспортной системе КПД энергопреобразования продуктов нефтепереработки составляет 15 – 20 %, а возможности его дальнейшего повышения незначительны. В то же время КПД преобразования электроэнергии в кинетическую с учетом эффективности системы зарядки аккумуляторных батарей достигает 80 %.

В декабре 1999 г. распорядительный комитет Национальной инженерной академии США оценил электрификацию как главное инженерное достижение по значимости социальных последствий в XXI в. Доля электроэнергии в энергопотреблении в мире в период с 1990 по 2012 гг. возросла с 34 до 38,1 %, и к 2050 г. предполагается дальнейшее ее увеличение до 80 %.

Согласно результатам исследования, проведенного в Китае [15], удельные показатели эффективности преобразования электроэнергии в 3,2 и 17,3 раза выше, чем у нефти и угля соответственно. Благодаря повсеместному применению электроэнергии будет обеспечено «экологи-

чески чистое» снабжение непрерывно возрастающего электропотребления, обусловленного все более широким применением электрического автотранспорта, электрических систем отопления, кондиционирования и т.п. Это приведет к естественному вытеснению нефтепродуктов, угля и других ископаемых видов топлива, а также обеспечит мотивацию для освоения и использования ВИЭ.

В. Этапы формирования

ГЭО в перспективе до 2050 г. свяжет все континенты и крупнейшие области концентрации ВИЭ и иных источников энергии, однако его формирование будет представлять собой поэтапный процесс.

На первом этапе, который предполагается завершить к 2030 г., необходимо обеспечить согласованное развитие государственных и международных энергосистем и форсировать освоение экологически чистых источников энергии по всему миру. Выработанную электроэнергию можно будет поставлять потребителям с использованием существующих и развиваемых международных энергетических объединений, образованных, например, в рамках таких регионов, как Северо-Восточная Азия, Северная Америка, Европа, Латинская Америка, а также Центральная и Южная Африка. Обеспечивая потребности в «экологически чистой» энергии, стремительный рост международных энергообъединений позволит разным странам реализовать взаимные энергообмен и резервирование в зависимости от времени суток и/или года, а также комплексное оптимальное использование различных источников энергии, повышая эффективность энергосистем. Всем странам следует уделить особое внимание развитию национальных энергосистем с акцентом на последующей их интеграции в международные энергообъединения для достижения оптимального распределения экологически чистой энергии в континентальных масштабах.

Ключевыми задачами на втором этапе, реализация которого намечена на период с 2030 по 2040 гг., станут освоение крупнейших областей концентрации ВИЭ в арктических и экваториальных регионах, а также формирование континентальных энергообъединений. Экономический эффект распределения энергоресурсов в континентальном масштабе станет все более отчетливым и значительным. Также на данном этапе будет положено начало строительству сети магистральных ЛЭП между Азией и Европой, Азией и Северной Америкой, Европой и Африкой, Азией и Африкой, а также Северной и Южной Америкой. Кроме того, одной из важнейших организационных задач будет формирование единого административного органа, функциями которого станут координация совместных усилий и стимулирование сотрудничества в формировании ГЭО.

В течение третьего этапа – с 2040 по 2050 гг. – планируется завершить реализацию концепции ГЭО. Окончательное его формирование подразумевает создание системы технологического и коммерческого управления, для которой предложены следующие варианты структуры [16, 17]: централизованная, децентрализованная и распределенная. Введенный в действие мировой рынок электроэнергии позволит существенно нарастить объемы международного и межконтинентального энергообмена, снизить стоимость электроэнергии и повысить надежность электроснабжения.

С. Ключевые технологии

Современная энергетика – наукоемкая отрасль промышленности, и технические инновации играют решающую роль в ее развитии и совершенствовании. Краеугольными камнями в формировании ГЭО окажутся технологии экологически чистого производства электроэнергии и передачи электроэнергии УВН. Известно, что распределение основных областей концентрации ВИЭ не соответствует расположению центров потребления, поэтому для строительства крупных ВЭС и СЭС и их интеграции в будущее объединение потребуются значительные технологические инновации. В частности, в области ветрогенерации основными направлениями совершенствования являются освоение ветроэнергетических ресурсов в областях с низкими значениями средней скорости ветра, повышение устойчивости оборудования к экстремальным климатическим условиям, установка систем ветрогенерации морского базирования и повышение точности прогноза скорости ветра. В части солнечной генерации важнейшими направлениями станут исследование высокоэффективных фотоэлектрических материалов и тонкопленочных солнечных панелей, упрощение их производства и монтажа, а также методы отслеживания солнечной активности.

На сегодняшний день технологии ветрогенерации развиты относительно хорошо: годовой объем выработки электроэнергии с использованием энергии ветра достигает 640 ТВт·ч, что составляет почти 3 % совокупного мирового энергопотребления. Так, установленная мощность крупнейшей в мире наземной ВЭС «Альта» (Alta Wind Energy Center, США) составляет 1,02 ГВт, и ведутся работы по ее расширению с увеличением мощности до 1,55 ГВт. Колоссальный потенциал ветроэнергетики отмечают исследования [18], согласно которым при введении жестких ограничений на выбросы углекислого газа доля ветрогенерации в структуре производства электроэнергии достигнет 30 % – выработка в этом случае составит 22 000 ТВт·ч. В прошлом сфера применения ветрогенерации была ограничена из-за отсутствия экономических преимуществ, но уже в 1999 г. в Дании была введена в эксплуатацию первая в мире ветротурбина мощностью свыше 1 МВт, а развитие ветроэнергетики всего в течение 10 лет дало возможность создавать турбины единичной мощностью 8 МВт с соответствующим снижением стоимости производства электроэнергии на 90 %. В ближайшие десятилетия ожидается снижение этого показателя еще более чем на 50 % – по оценкам экспертов, единичная мощность ветротурбины к 2020 г. достигнет приблизительно 20 МВт.

На рубеже XX и XXI столетий бурный рост переживает солнечная энергетика. Начиная с 90-х гг. и по сегодняшний день повсеместно происходит стремительное внедрение фотоэлектрических СЭС. Благодаря предлагаемым правительствами многих развитых стран субсидиям, установленная мощность крупнейших фотоэлектрических СЭС по состоянию на 2015 г. превысила 200 МВт. Основным направлением развития в области фотоэлектрической генерации является повышение эффективности преобразования энергии за счет применения инновационных материалов. Так, ячейки из моно- и поликристаллического кремния обладают теоретическим КПД преобразования 38 %, что существенно выше КПД используемых в настоящее время ячеек, составляющего в среднем 20 %. Стоимость выработки электроэнергии на фотоэлектрических СЭС определяется, главным образом, стоимостью

солнечных панелей, которая в ходе совершенствования технологий производства кремниевых солнечных ячеек с 2010 г. снизилась на 80 %. Ожидается, что за период 2010 – 2020 гг. средняя стоимость электроэнергии при фотоэлектрической генерации во всем мире снизится на 55 %, а к 2050 г., согласно прогнозам, этот показатель окажется ниже, чем для традиционных ТЭС.

Технологии тепловой солнечной генерации представляют значительный интерес еще с 70 – 80-х гг. XX в., когда многие развитые страны вкладывали средства в строительство экспериментальных СЭС такого типа. Направления развития тепловой солнечной генерации схожи с традиционной тепловой генерацией – это повышение мощности для снижения удельных капитальных и эксплуатационных затрат и внедрение систем теплоаккумулирования для повышения надежности и равномерности выработки электроэнергии. В настоящее время КПД тепловых СЭС составляет в среднем 25 %. В Испании ведется строительство станции, рассчитанной на суперсверхкритические параметры пара, – ее проектный КПД достигает 30 %. Крупнейшей тепловой СЭС является «Айванпа» (The Ivanpah Solar Electric Generating System, США), введенная в эксплуатацию в феврале 2014 г., ее установленная мощность составляет 392 МВт. Согласно прогнозам, к 2050 г. стоимость электроэнергии, произведенной на тепловых СЭС, окажется ниже, чем аналогичный показатель для традиционных ТЭС.

Развитие технологий аккумулирования энергии чрезвычайно важно как для масштабного освоения экологически чистых энергоресурсов, так и для обеспечения надежной и экономичной эксплуатации энергосистем. В частности, это даст возможность выровнять колебания мощности, неизбежно возникающие вследствие внедрения ВИЭ, и повысить гибкость работы энергосистем. Аккумулирование электроэнергии обладает широчайшими перспективами в рамках ГЭО в будущем.

При прогнозировании будущего облика энергетики, наряду с увеличением объема ВИЭ, нельзя не принимать во внимание все более реальные перспективы ускорения развития безопасной и надежной атомной энергетики. В этом технологическом направлении Россия достигла лидирующих позиций в мире, что подтвердилось вводом в эксплуатацию в 2015 г. энергоблока на быстрых нейтронах БН-800 мощностью 800 МВт на Белоярской АЭС [13]. Есть все основания полагать, что и другие страны также будут активно развивать атомную энергетику, фактически приобретающую черты «возобновляемости» благодаря существенным достижениям в области обращения с ядерными отходами.

Для передачи значительных объемов электроэнергии на дальние расстояния предлагается строительство сети магистральных ЛЭП УВН, которая послужит основой ГЭО. Применение технологий УВН позволяет увеличить расстояние передачи с сотен до тысяч километров и повысить пропускную способность одной линии до 8 ГВт. Первая в мире ЛЭП УВН переменного тока 1000 кВ была введена в промышленную эксплуатацию ГЭК Китая в 2009 г. В настоящее время в Китае успешно функционируют три такие ЛЭП и шесть ЛЭП постоянного тока ± 800 кВ; в Бразилии и Индии ведется строительство еще четырех линий постоянного тока аналогичного класса напряжения. Уже проводятся исследования и испытания оборудования постоянного тока ± 1100 кВ с расчетными

дальностью передачи и пропускной способностью соответственно 5000 км и 12 ГВт. Кроме того, разрабатывается оборудование передачи электроэнергии УВН, приспособленное к экстремально жаркому и холодному климату, для обеспечения выдачи мощности ВЭС и СЭС в арктических и экваториальных регионах. Стоимость передачи электроэнергии с помощью ЛЭП УВН 1000 кВ в настоящее время приблизительно на 28 % ниже, чем для сетей сверхвысокого напряжения 500 кВ. Ожидается, что в дальнейшем стоимость передачи электроэнергии будет снижаться благодаря массовому производству соответствующего оборудования.

Кабельные ЛЭП (КЛЭП) – важное техническое решение как при объединении энергосистем, разделенных водными преградами, так и для интеграции в энергосистему электростанций морского базирования на основе ВИЭ. С 90-х гг. XX в. наблюдается тенденция к преобладанию КЛЭП постоянного тока по числу вводимых объектов. В 2016 – 2018 гг. планируется ввод в эксплуатацию подводной КЛЭП постоянного тока между Норвегией и Нидерландами. Обладая проектной пропускной способностью 1,4 ГВт и протяженностью 600 км, эта КЛЭП, пересекающая Северное море, окажется самой протяженной в мире. В случае успешной разработки кабелей, отвечающих требованиям применения в КЛЭП переменного тока 1000 кВ и/или постоянного тока ± 800 кВ можно будет обеспечить передачу электроэнергии через водные преграды на расстоянии свыше 1000 км.

D. Потенциальные проблемы

Как и многие амбициозные проекты, концепция глобального энергетического объединения обладает обширным полем для внедрения перспективных разработок, передовых решений и совершенствования, а также встречает некоторую обоснованную критику.

Так, даже сами идеологи признают возможность возникновения геополитических конфликтов, аналогичных небезызвестным нефтяным кризисам XX в. Более того, формирование и эксплуатация ГЭО не будут возможны без согласованных действий и доверительного партнерства всех стран мира, перспективы которых некоторые эксперты видят туманными. В частности, одной из причин разногласий может стать распределение экономического эффекта между странами-членами ГЭО: необходимо обеспечить справедливое рыночное взаимодействие и учет интересов всех участников, что может оказаться нетривиальной задачей.

Также с учетом масштабов объединения ключевым станет вопрос управления. Специалисты отмечают [17], что решение локальных задач оптимизации режима в каждой из подсистем ГЭО по сравнению с центральной иерархической структурой имеет ряд преимуществ, таких как отсутствие необходимости передачи конфиденциальной информации в единые координационные информационно-вычислительные центры для обработки и выдачи команд управления.

С учетом указанных аспектов на первый план выходит необходимость создания всемирной организации сотрудничества в области формирования ГЭО на базе существующих институтов – например, Организации Объединенных Наций. Достижение равноправия возможно исключительно при учете интересов всех сторон, поэтому для разрешения этой задачи предлагается ввести в состав

организации представителей крупных государственных и частных корпораций, государственных деятелей и отдельных экспертов. Образованный таким путем коллегиальный орган обеспечит разработку общей идеологии, поиск путей решения поставленных задач и выбор единого вектора развития мировой энергетики с учетом требований экологической безопасности, надежности и экономичности.

IV. ВЫВОДЫ

Несмотря на возможные технические сложности и нерешенные проблемы, идея глобального энергетического объединения представляет собой уникальную по смелости концепцию, призванную комплексно и системно решать те проблемы, на борьбу с которыми может не хватить ресурсов даже высокоразвитым странам, их экономическим и политическим объединениям. Именно в сотрудничестве и партнерстве на справедливых условиях заключается перспектива обеспечения долгосрочного, «экологически чистого» и равномерного развития всего человечества. При этом обозримые сроки реализации идеи, воодушевляя даже заядлых скептиков, выглядят весьма привлекательно и дают дополнительный стимул специалистам по всему миру менять структуру и сущность энергетики к лучшему.

Список литературы

- [1] Sahlins M. Culture and Practical Reason, University of Chicago Press, Chicago, 1976.
- [2] Ayres R.U., Simonis U.E. Industrial Metabolism – Restructuring for Sustainable Development, UN University Press, Tokyo, 1992.
- [3] Schiller F. Linking material and energy flow analyses and social theory // Ecological Economics. – 2009. – Vol. 68(6). – Pp. 1676–1686.
- [4] Мюрдаль Г. Современные проблемы «третьего мира». – М., 1972.

- [5] Думная Н.Н. Риски финансовой глобализации // Бизнес академия. – 2002. – № 7(17).
- [6] Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы: в 3 т. / под общ. ред. чл.-кор. РАН А.Ф. Дьякова. – М.: НТФ «Энергопрогресс» корпорации «ЕЭЭК», 2012.
- [7] Fuller R.B. Critical Path. – New York: St. Martin’s Press, 1981.
- [8] Rudenko Y., Yershevich V. Is it possible and expedient to create a global energy network? // Int. J. of Global Energy Issues. – 1991. – Vol. 3(3). – Pp. 159–165.
- [9] GENI – Global Energy Network Institute (<http://www.geni.org/>).
- [10] Электрические сети ультравысокого напряжения переменного и постоянного тока / Лю Чжэнья; пер. с китайского А.В. Островского; под общ. ред. Ю.В. Шарова. – 2-е изд., испр. – М.: Изд-во МЭИ, 2015. – 624 с.
- [11] Глобальное энергетическое объединение / Лю Чжэнья; пер. с китайского; науч. ред. перевода Ю.В. Шаров, П.Ю. Коваленко, К.А. Осинцев. – М.: Издат. дом МЭИ, 2016. – 512 с.
- [12] «Россети» подписали Меморандум о создании Глобальной объединенной энергосистемы с компаниями Северо-Восточной Азии (http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT_ID=26351).
- [13] Пономарев-Степной Н. На путь устойчивого развития // РЭА. – 2016. – № 1.
- [14] Пятый оценочный доклад Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) «Изменение климата, 2014 г.: Обобщающий доклад», 2014.
- [15] Wang, Q. Electric power technology economics // Introduction to Electrification of National Economy. – 2008. – № 20. – Pp. 12–18.
- [16] Hager U., Rehtanz Ch., Voropai N. Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. – 391 p.
- [17] Королев М.Л., Макеечев В.А., Суханов О.А., Шаров Ю.В. Оптимизация режимов электроэнергетических систем на основе моделирования // Электричество. – 2006. – № 3.
- [18] Глобальный совет по ветроэнергетике, «Отчет о перспективах мирового рынка ветроэнергетики за 2015 год», 2015.

Исследования, разработка и внедрение оперативного многоканального локационного мониторинга гололедно-изморозевых отложений и повреждений на проводах воздушных линий электропередачи в целях энергосбережения и предупреждения аварий

Р.Г. Минуллин¹, А.И. Борщевский², Ю.А. Горюшин³, В.А. Касимов¹, Р.Г. Халилов⁴, М.Р. Яруллин¹

¹ ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

² АО «НПО «Радиоэлектроника» им. В.И. Шимко»

³ ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»

⁴ Филиал ОАО «Сетевая компания» «Казанские электрические сети»

^{1,2,4} Казань, ³ Москва, Россия

Minullin@mail.ru

Анализируется экспериментальный материал по обнаружению локационным методом обрывов и коротких замыканий на линиях электропередачи. Описываются процедура распознавания рефлектограмм локационного зондирования с указанием вида и места повреждения на линии, а также процедура обнаружения гололеда на проводах.

Ключевые слова: электрические сети, воздушные линии, локационный метод, повреждения, гололед на проводах, методики обнаружения и идентификации.

Research, development and implementation of operational multi-channel location monitoring of damage and icing on the overhead line wires for energy conservation and the prevention of accidents

Renat Minullin¹, August Borschevsky², Yuri Goryshin³, Vasil Kasimov¹, Ruslan Khalilov⁴, Marsel Yarullin¹

¹ FSSEI HE «Kazan State Power Engineering University»

² JSC «SIE “Radioelektronika” n. a. V.I. Shimko»”

³ PJSC «Federal Grid Company of Unified Energy System»

⁴ «Kazan electrical network» (Affiliate of JSC «Grid company»)

^{1,2,4} Kazan, ³ Moscow, Russian Federation

Minullin@mail.ru

The paper provides experimental analysis of remote monitoring of breakage and short-circuits in electrical power lines by location probing. Signal processing algorithm of sampled data records from a reflectogram is developed to identify the type and location of a fault in the power network and to detect ice accretion on the wires.

Keywords: electrical power network, overhead lines, location probing, faults, ice on wires, methods of detection and identification.

I. ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей электротехнических служб является обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей. Для достижения этой цели должна быть организована эффективная система мониторинга состояния воздушных линий электропередачи (ЛЭП), которая позволяет оперативно обнаруживать возникающие в ней повреждения с указанием вида и места повреждения, а также появление гололедных отложений.

Для решения этой задачи сотрудниками ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет» (КГЭУ) совместно со специалистами ОАО «Сетевая компания» (Татарстан), ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» («ФСК ЕЭС»),

АО «НПО «Радиоэлектроника» им. В.И. Шимко» в результате исследований, начатых с «нуля» и ведущихся с 1998 года, разработана и внедрена на действующих подстанциях новая ресурсосберегающая технология, не имеющая мировых аналогов.

II. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Разработанная технология базируется на локационном методе, который позволяет контролировать ЛЭП по всей ее длине с мгновенным обнаружением возникших на ней обрывов и коротких замыканий (КЗ) проводов с указанием расстояния до них [1 – 3]. Метод также позволяет в реальном времени наблюдать процесс нарастания опасных гололедных отложений и определять момент их необходимой плавки для сохранения целостности проводов ЛЭП [4].

Исследования выполнены при финансовой поддержке ОАО «Сетевая компания», Академии наук Республики Татарстан, ПАО «ФСК ЕЭС», а также на средства гранта РФФИ по проекту № 15-48-02243.

Для локационного зондирования используются высокочастотные (ВЧ) тракты ЛЭП. С рефлектометра (локатора) импульсы через фильтр присоединения подаются в линию. Отраженные импульсы поступают с линии в приемник рефлектометра, с него преобразованные сигналы подаются на графический индикатор, где воспроизводится рефлектограмма линии – изображения отраженных импульсов на временной оси, как реакция неоднородностей линии на зондирующий импульс. По рефлектограмме линии можно судить о наличии или отсутствии на ней повреждений и гололедных отложений. По времени возврата импульса можно определить расстояние, на котором произошло повреждение ЛЭП. При обрыве проводов отраженный импульс сохраняет свою полярность, при коротком замыкании полярность меняется на противоположную. Таким образом, отраженный импульс выполняет функции датчика и переносчика информации.

Рефлектометры генерируют импульсы квазитреугольной формы с амплитудами в интервале 3 – 22 В и с длительностями импульсов в пределах $\tau = 0,007 - 15$ мкс. К обесточенной ЛЭП рефлектометр подключается непосредственно, а к линии, находящейся под напряжением, рефлектометр должен быть подключен через высоковольтный конденсатор связи, который входит в состав фильтра присоединения оборудования ВЧ тракта ЛЭП напряжением 35 кВ и выше [2, 3], как показано на рис. 1.

III. ОБНАРУЖЕНИЕ ПОВРЕЖДЕНИЙ ЛЭП

На рис. 1 приведен пример обнаружения КЗ на действующей ЛЭП напряжением 110 кВ с устройствами ВЧ обработки, где ФП – фильтр присоединения; КС – конденсатор связи; ВЗ – ВЧ заградитель; ВК – ВЧ кабель.

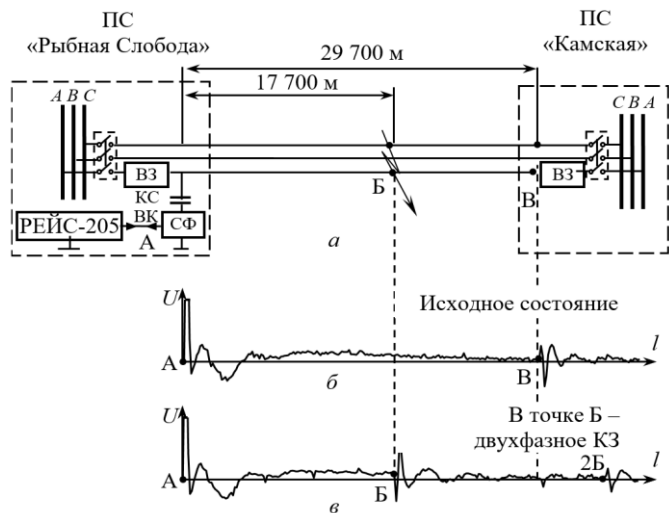


Рис. 1. Определение места двухфазного короткого замыкания на ЛЭП 110 кВ «Рыбная Слобода – Камская» длиной 29 700 м: а – схема линии; б – рефлектограмма линии в исходном состоянии; в – рефлектограмма линии при двухфазном коротком замыкании на расстоянии 17 700 м от начала линии

Зондирование осуществлялось с помощью рефлектометра РЕЙС-205 импульсами длительностью $\tau = 2$ мкс на обесточенной ЛЭП по схеме «фаза – земля» через провод фазы А. На исходной (эталонной) рефлектограмме $U(l)$ на рис. 1, б видны зондирующий импульс с сопутствующими колебаниями сигнала в точке А и отраженный от ВЧ заградителя на конце линии в точке В положительный импульс тоже с колебаниями сигнала.

На рефлектограмме $U(l)$ рис. 1, в, полученной при двухфазном КЗ линии 110 кВ на расстоянии 17 700 м от ее начала, в точке Б отчетливо виден отрицательный отраженный импульс с амплитудными флуктуациями, а в точке 2Б видно двухкратное отражение.

На ЛЭП напряжением 35 кВ и 220 кВ при их локационном зондировании были обнаружены такие же закономерности отраженных сигналов, как и на линиях 110 кВ [2, 3], поэтому они подробно здесь не рассматриваются.

IV. ОБНАРУЖЕНИЕ ГОЛОЛЕДНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРОВОДАХ ЛЭП

Локационный метод позволяет за счет изменения рефлектограмм определять появление гололедных образований на проводах ЛЭП (рис. 2) [4].

Если при появлении гололеда из исходной (эталонной) рефлектограммы (рис. 2, б – сплошная линия) вычесть текущую рефлектограмму (рис. 2, б – пунктирная линия), то разностные изменения надежно обнаруживаются по появлению сигнала, соответствующего концу ЛЭП (рис. 2, в). Чем больше волновое сопротивление линии будет изменяться под действием гололедных отложений (из-за изменения диэлектрической проницаемости между проводами линии), тем больше будет разность между рефлектограммами, тем больше будет уменьшение амплитуды импульса ΔU и увеличение задержки импульса Δt (рис. 2, в), обусловленные увеличением гололедного отложения [4].

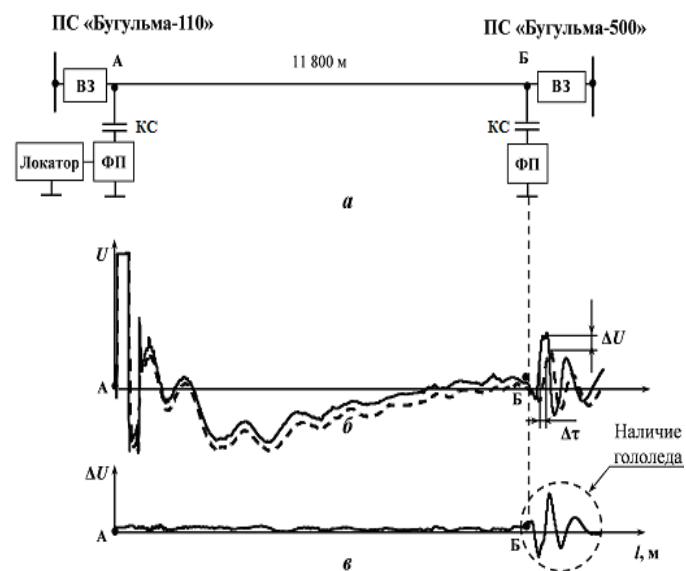


Рис. 2. Обнаружение гололеда на линии 110 кВ «Бугульма-110 – Бугульма-500»: а – схема линии; б – рефлектограммы линии без гололеда (—) и при наличии гололеда (- - -); в – разность (—) рефлектограмм линии без гололеда и при наличии гололеда с колебаниями сигнала в точке Б, обусловленными наличием гололедных отложений

В настоящее время сотрудниками КГЭУ разработана и изготовлена малая серия исследовательских программно-аппаратных комплексов для локационного мониторинга ЛЭП (рис. 3), которая имеет несколько вариантов исполнения: настольный, настенный, мобильный.



Рис. 3. Функциональная схема программно-аппаратного комплекса локационного мониторинга ЛЭП

В этих комплексах компьютер управляет работой локационного устройства, формирует интерфейс оператора, обеспечивает через радиомодем передачу данных на центральный сервер.

Устройство коммутации предназначено для подключения к выходу/входу локационного устройства проводов одной из 16 воздушных линий подстанции.

Центральный сервер через радиомодем принимает информацию с устройства локационного зондирования; обеспечивает выделение отраженных импульсов на фоне случайных помех и помех, вызванных работой систем связи, телемеханики, релейной защиты и автоматики; определяет наличие повреждений и гололедных отложений; формирует интерфейс диспетчера и выполняет функции архиватора.

Сотрудниками КГЭУ и АО «НПО «Радиоэлектроника» им. В.И. Шимко» разработан и изготовлен промышленный образец программно-аппаратного комплекса для локационного мониторинга воздушных линий электропередачи.

С 2009 года осуществляются исследования особенностей обнаружения гололеда на линиях электропередачи с помощью локационных комплексов, разработанных и изготовленных сотрудниками КГЭУ, на линиях 35 – 110 кВ на подстанциях «Бугульма-110» (Бугульминские электрические сети) и «Кутлу Букаш» (Приволжские электрические сети), входящих в состав ОАО «Сетевая компания» (Татарстан). Сравнения данных локационного зондирования и метода взвешивания проводов по обнаружению гололеда происходят с 2013 года на линиях 330 кВ на подстанции «Баксан», входящей в состав ОАО «МЭС Юга» (Северный Кавказ), и на линии 110 кВ на подстанции «Шкапово», входящей в состав ООО «Башкирэнерго» (Башкортостан) [5].

Локационные комплексы работают в непрерывном автоматическом режиме зондирования с передачей данных через 30 (60) минут в Центр управления КГЭУ. В настоящее время на подстанции «Бугульма-110» локационный комплекс обслуживает семь линий электропередачи, из них шесть линий на 110 кВ и одна линия на 35 кВ. Пример результатов многоканального зондирования на подстанции «Бугульма-110» за период ноябрь – декабрь 2014 г. с измерениями удельных значений δt запаздывания отраженных сигналов приведен на рис. 4 [5, 6].



Рис. 4. Экран интерфейса оператора, на котором демонстрируются изменения удельного запаздывания δt отраженных локационных сигналов при образовании гололедных отложений на контролируемых линиях подстанции «Бугульма-110» [1.11 – 22.12.2014]

Согласно данным рис. 4, наибольшие гололедные отложения имели место на линии «Бугульма-110 – Западная», где для предотвращения обрыва проводов была произведена 18 декабря 2014 года плавка гололеда (отмечено звездочкой *) при значениях $\delta t = 0,48$ мкс/км.

Разработаны методика и компьютерная программа пересчета регистрируемых параметров локационного зондирования: амплитуды U и запаздывания Δt отраженных импульсов в толщину стенки гололедных образований. Пример такого пересчета значений Δt (ось ординат справа) в толщину стенки гололеда (ось ординат слева) по данным измерений в течение 29.11 – 5.12.2012 г. представлен на рис. 5 [6].

Максимум гололедного образования толщиной в 2 мм наблюдался 1 декабря 2012 года. Масса этих гололедных отложений не представляла угрозы целостности проводов ЛЭП, поэтому плавка гололеда не производилась (рис. 5).

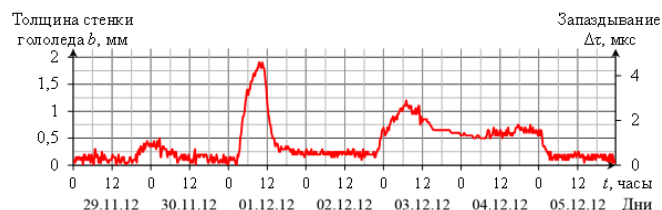


Рис. 5. Контроль локационным методом в течение 7 дней процесса нарастания толщины стенки гололедного образования на проводах линии 110 кВ «Кутлу Букаш – Рыбная Слобода» [29.11 – 5.12.2012]

V. ВИЗУАЛИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛОКАЦИОННОГО МОНИТОРИНГА ЛЭП

В составе локационного комплекса используются два вида визуализации результатов зондирования (рис. 3):

1) интерфейс оператора для контроля работоспособности комплекса и контроля текущей гололедной обстановки на проводах отходящих линий [6];

2) интерфейс диспетчера для контроля появления и динамики образования гололедных отложений, а также для определения аварийной опасности гололедных отложений на конкретных линиях и контроля динамики их плавки [7].

На экране интерфейса оператора в декартовой системе координат регистрируются в текущем режиме изменения во времени (по оси абсцисс) средней толщины стенки (по оси ординат) гололедного отложения на каждой контролируемой линии (рис. 4). При этом четко видна корреляция во времени нарастания масс гололеда на разных линиях, что позволяет выделить линию, где гололедные отложения достигают критических значений, требующих его плавки. Интерфейс оператора является своеобразным «черным ящиком», так как позволяет сохранять и демонстрировать при необходимости архивную информацию о гололеде на проводах в заданном интервале времени (неделя, месяц, год и более).

Интерфейс диспетчера является мнемосхемой ЛЭП, отходящих с подстанции «Бугульма-110» (рис. 6). Контролируемые линии могут быть разбиты на участки, согласно имеющимся на них неоднородностям волнового сопротивления [5, 6]. Величина массы гололедного отложения на ЛЭП характеризуется цветовой градацией: зеленый цвет – отсутствие гололеда, желтый – гололед в пределах нормы, красный – гололед выше критической нормы (опасность аварии). Это позволяет диспетчеру видеть распределение масс гололедных отложений по линиям, четко выделять линию с наибольшими гололедными отложениями и принимать решение о первоочередной плавке гололеда на ней [7].

Итак, метод локационного зондирования позволяет достоверно обнаруживать на ЛЭП 35–330 кВ обрывы и КЗ с определением расстояния до них, а также обнаруживать гололедные образования на ЛЭП с контролем динамики нарастания толщины отложения, что позволяет предупреждать возможные аварии на ЛЭП своевременной плавкой гололеда.

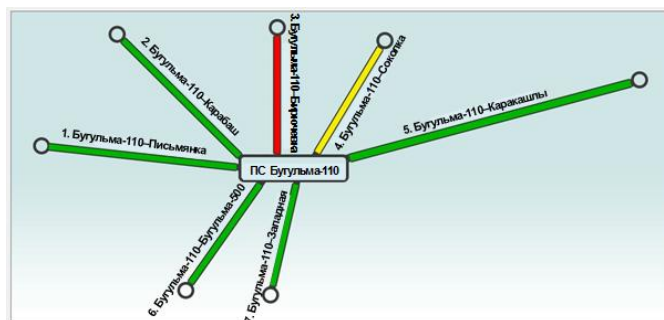


Рис. 6. Экран интерфейса диспетчера, на котором демонстрируются цветовой градацией уровни гололедных отложений на семи линиях подстанции «Бугульма-110»: зеленый – гололед отсутствует, желтый – гололед в пределах нормы, красный – гололед превысил нормативное значение

Авторы выражают благодарность сотрудникам Казанских, Приволжских и Бугульминских электрических сетей (ОАО «Сетевая компания», Татарстан) за помощь при выполнении измерений на линиях электропередачи.

Список литературы

- [1] Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.
- [2] Минуллин Р.Г. Методы и аппаратура определения мест повреждений в электросетях. – Казань: ИЦ «Энерго-прогресс», 2002. – 152 с.
- [3] Минуллин Р.Г., Фардиев И.Ш. Локационная диагностика воздушных линий электропередачи. – Казань: КГЭУ, 2008. – 202 с.
- [4] Минуллин Р.Г. и др. Обнаружение гололедных образований на линиях электропередачи локационным зондированием. – Казань: КГЭУ, 2010. – 208 с.
- [5] Minullin R.G., Goryushin Yu.A., Chereshtnyuk S.V., Kasimov V.A., Yarulkin M.R. Multichannel radar monitoring of ice on power lines // Proceedings 16th International Workshop on Atmospheric Icing of Structure (IW AIS-2015), Sweden. Uppsala, 2015. – Pp. 95–97.
- [6] Касимов В.А. Многоканальный локационный метод контроля гололедообразования на проводах воздушных линий электропередачи: дис. ... канд. техн. наук: 05.11.13. / Казан. гос. энерг. ун-т. – Казань, 2015. – 176 с.
- [7] Чернухин Р.С., Минуллин Р.Г., Филимонова Т.К. Отображение результатов локационного зондирования состояния линий электропередачи // Гололедно-ветровые явления на воздушных линиях электропередачи: Матер. докл. междунар. науч.-практ. конф. – Уфа, 2014. – С. 61–64.

Секция № 1

ОСНОВНОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

- Оборудование тепловых электростанций
- Оборудование гидроэлектростанций
- Оборудование атомных электростанций



Scientific sections № 1

POWER PLANT EQUIPMENT

- Heat power plants equipment
- Hydropower plants equipment
- Nuclear power plants equipment

Расчет кольцевого диффузора за последней ступенью мощной паровой турбины в пакете Fluent

Т.В. Богомолова, И.Б. Лазарев

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»»

Москва, Россия

BogomolovaTV@mpei.ru, lazarev_ilia@rambler.ru

Доклад посвящен исследованию осевого кольцевого диффузора, установленного за последней ступенью паровой турбины. Выходные патрубки современных мощных паровых турбин являются сложными устройствами, от эффективности которых зависит не только КПД паровой турбины, но и надежность ее эксплуатации. Сравнение данных, полученных в пакете ANSYS Fluent, с натурными экспериментами дает возможность сравнить численные методы моделирования течения с натурными испытаниями.

Ключевые слова: турбина, диффузор, пограничный слой, ANSYS, Fluent, модель турбулентности.

Calculation of the circular diffuser of the last stage of the powerful steam turbine in the package FLUENT

T.V. Bogomolova, I.B. Lazarev

National Research University "Moscow Power Engineering Institute"

Moscow, Russian Federation

BogomolovaTV@mpei.ru, lazarev_ilia@rambler.ru

The report is devoted to the influence of the axial annular diffuser installed behind the last stage of the steam turbine. Exhaust outlets of powerful modern steam turbines are complex devices, which depend on the efficiency of not only the steam turbine efficiency, but also the reliability of its operation. Comparison of the data obtained in ANSYS Fluent package with natural experiments, make it possible to compare numerical methods of flow simulation with full-scale tests.

Keywords: steam turbine, diffuser, boundary layer, ANSYS, Fluent, turbulence model.

1. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫХОДНЫХ ПАТРУБКОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Выходные патрубки современных мощных паровых турбин являются сложными устройствами, от эффективности которых зависит не только КПД паровой турбины, но и надежность ее эксплуатации. В современных паровых турбинах применяют выходные патрубки различных конфигураций и типов: осерадиальные, кольцевые с криволинейными и прямолинейными образующими, конические и широкоугольные, со встроенными диффузорами и без них. Во всех не аксиальных патрубках, пример такого патрубка приведен на рис. 1, из-за поворота потока на 90° по отношению горизонтальному развѣму корпуса паровой турбины появляется окружная неравномерность давления за последней ступенью турбины, что может приводить к низкочастотной вибрации, снижающей надежность эксплуатации турбины. С аэродинамической точки зрения сложившаяся конструкция выхлопного патрубка далека от совершенства, поскольку при внешней простоте проточной части характер движения пара в этой части турбины оказывается исключительно сложным. Если в

нижней половине происходит простой поворот потока на 90°, то в верхней части характер течения формируется под действием ряда добавочных неблагоприятных факторов.

Диффузоры выходных патрубков позволяют снизить окружную неравномерность и преобразовать часть кинетической энергии выходного потока в потенциальную энергию. При этом давление за последней ступенью турбины становится меньше давления в конденсаторе, что позволяет увеличить КПД всей турбины на 0,1–0,2%. Поэтому исследование влияния диффузора на работу паровой турбины является весьма актуальным.

Выходные патрубки мощных паровых турбин аэродинамически не совершенны из-за ограничения осевых габаритов турбоустановки, расположения встроенных подшипников в корпусе патрубка, а также обеспечения жесткости их конструкции [1]. Потери давления по ходу пара велики, поэтому они не только не позволяют снизить потери с выходной скоростью за последней ступенью турбины, но и в некоторых случаях ведут к дополнительным потерям. Разворот потока на 90° в большинстве выходных патрубков неизбежно провоцирует интенсивные вторичные течения, приводящие к сворачиванию потока пара в два вихревых шнура.

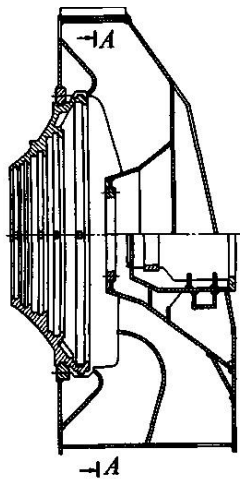


Рис. 1. Выхлопной патрубок паровой турбины К-300-240 ЛМЗ

Поскольку в ядрах вихревых шнуров осевые скорости невелики, то их появление ведет к уменьшению эффективной площади патрубка. Вследствие этого в некоторых режимах работы турбины при относительных скоростях за последней ступенью $M_z > 0,8$ происходит запирание патрубка. Таким образом, при совершенствовании выхлопных патрубков паровых турбин приходится решать сложный комплекс самых разнообразных проблем и задач, часто противоречащих друг другу. Положение усугубляется и тем фактом, что поток пара, поступающий в патрубок, обладает большой неравномерностью в окружном и радиальном направлениях, причем эта неравномерность существенно меняется при изменении нагрузки турбины. Остановимся на этой проблеме более подробно.

Проектирование выходных патрубков в условиях жестких ограничений конструкции паротурбинной установки является сложной задачей. Для диффузоров выходных патрубков разработаны конструктивные приемы, подтвержденные экспериментально, препятствующие образованию отрыва: ступенчатые диффузоры, вдув дополнительного потока в пристеночный слой, отсос пограничного слоя, использование продольного или поперечного оребрения и др. Все эти меры направлены на уменьшение отрыва в диффузорах и снижения полных потерь в патрубках $\xi_{\text{п}}$. Для большинства выхлопных патрубков паровых турбин различных фирм коэффициент полных потерь энергии превышает единицу и находится на уровне 1,1–1,4. Порядок этих цифр мало меняется и при установке за последней ступенью осерадального диффузора. В то же время на моделях при равномерном входном поле скоростей установка в корпус патрубка диффузорных систем позволяет снизить коэффициент $\xi_{\text{п}}$ до 0,65.

Наиболее эффективными являются осевые патрубки, представляющие собой кольцевой диффузор за последней ступенью турбины. Применение таких патрубков ограничивается однопоточными цилиндрами низкого давления (ЦНД) паровых турбин малой мощности или однопоточными ЦНД для одновальных парогазовых установок с осевым расположением конденсатора. Коэффициент полных потерь в патрубках с осевым кольцевым диффузором можно снизить до 0,4–0,8. Несмотря на большое количество теоретических и экспериментальных

работ, посвященных совершенствованию системы выхлопа из турбомашин, практические результаты все еще остаются достаточно скромными.

Первой задачей данного исследования является подбор настроек *ANSYS Fluent*, в основном модели турбулентности, для получения физически достоверной модели течения в осевом диффузоре и доказательство этого путем сопоставления результатов расчетов с экспериментальными исследованиями.

Второй задачей является определение максимального угла раскрытия кольцевого диффузора паровой турбины, при котором отсутствует отрыв потока и обеспечивается равномерное поле скоростей на выходе из диффузора. Это позволит спроектировать выходной патрубок минимальной длины для сокращения осевого габарита установки.

II. РАСЧЕТ КОНИЧЕСКОГО ДИФFUЗОРА В ПАКЕТЕ *ANSYS FLUENT* И СОПОСТАВЛЕНИЕ С ОПЫТНЫМИ ДАННЫМИ

Для проверки результатов расчетов в пакете *ANSYS Fluent* было проведено сопоставление с опытными данными, полученными при испытаниях серии конических диффузоров [2], а также с расчетами по методу С.С. Кутателадзе и А.И. Леонтьева [3]. Диффузоры испытывались при различных углах расширения, взятых в пределах $\alpha = 4 \div 18^\circ$, и степенях расширения в диапазоне $n = F_2/F_1 = 2 \div 16$, где F_1, F_2 – входная и выходная площади диффузора. У всех испытанных диффузоров входной диаметр $d_1 = 80$ мм. Испытания заключались как в измерении полей скоростей по различным сечениям, так и в определении полных потерь в диффузорах $\xi_{\text{п}}$. Рабочим телом в экспериментах был воздух, число $Re_d = \rho_1 c_1 d_1 / \mu$, где ρ_1, c_1 – плотность и скорость на входе в диффузор; μ – динамическая вязкость, изменялось в пределах $3 \times 10^4 \leq Re_d \leq 10^6$, но только в результате изменения скорости потока. Относительная скорость $\lambda = c/a_{\text{кр}}$, где $a_{\text{кр}}$ – критическая скорость, находилась в диапазоне $0,1 \div 0,8$.

В пакете *ANSYS Fluent* был рассчитан конический диффузор, геометрическая форма которого была полностью идентична испытанному диффузору: угол раскрытия 6° и степень расширения $n = 2$. Во встроенной подпрограмме *GEOMETRY* был начерчен диффузор, затем была построена сетка с размером ячеек от 0,2 до 2 мм и количеством 35000 ячеек. Далее были заданы граничные условия на входе в диффузор: скорость потока (54, 108, 162, 216, 270 м/с), расход среды 0,12 кг/с и избыточное давление 104000 Па. После этого задача была загружена во встроенный в *ANSYS* решатель, и была достигнута необходимая точность путем последовательных итераций. Проверялись три модели турбулентности: $k-\epsilon$, SST и Reynolds Stress Model. Наилучшие результаты были получены на модели турбулентности SST, которая и создавалась для отображения вихрей вблизи стенок. На основании градиента распределения давления и скорости в канале диффузора была получена зависимость относительного давления на выходе из диффузора $\epsilon = p_2/p_{01}$, где p_{01} – давление полного торможения на входе в диффузор, от относительной скорости λ (рис. 2).

Из рис. 2 видно хорошее совпадение расчетных и экспериментальных данных. В области $\lambda > 0,6$ есть небольшое отличие результатов расчетов этого диффузора по методу С.С. Кутателадзе и А.И. Леонтьева [3] с расчетами в пакете *ANSYS Fluent*, которое не превышает 1 %. Следовательно, данные настройки пакета можно применять при расчете кольцевого диффузора за последнюю ступенью паровой турбины.

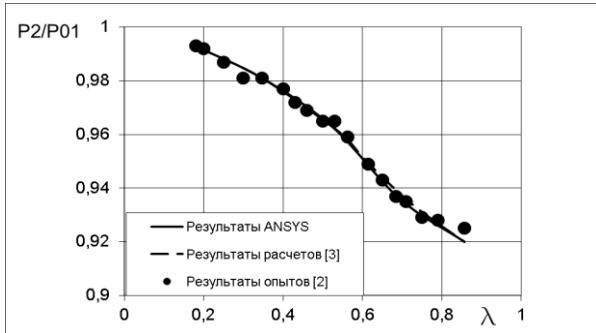


Рис. 2. Сравнение результатов численного эксперимента в пакете *ANSYS Fluent* с опытными данными [2] и расчетами по методу С.С. Кутателадзе и А.И. Леонтьева [3]

III. РАСЧЕТ ОСЕВОГО КОЛЬЦЕВОГО ДИФFUЗОРА ЗА ПОСЛЕДНЕЙ СТУПЕНЬЮ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

Для решения второй задачи данного исследования был выбран кольцевой диффузор с прямолинейными образующими за последней ступенью паровой турбины одновальной парогазовой установки (ПГУ) типа *Cobra Ansaldo Energia*.

В *ANSYS* была построена 3D-модель диффузора в натуральную величину: $d_1 = 4200$ мм, диаметр втулки $d_{вт} = 1800$ мм = const, длина диффузора $L = 7000$ мм. На рис. 3 представлена 3D-модель диффузора. Угол раскрытия диффузора изменялся от 6 до 15° по периферийному обводу диффузора. Дальнейший расчет проведен аналогично расчету конического диффузора только с рабочим телом – водяной пар. Для определения максимально допустимого угла раскрытия диффузора и предельной скорости на входе была также использована модель турбулентности SST, позволяющая моделировать отрывные течения.

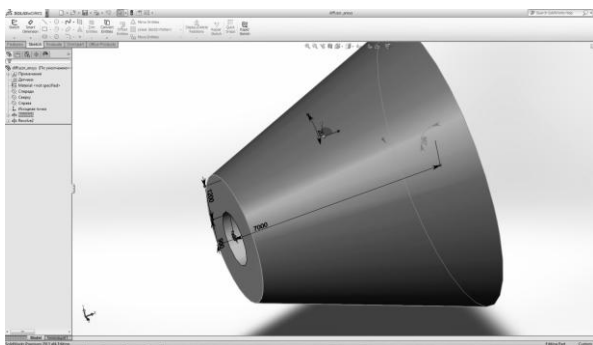


Рис. 3. 3D-модель диффузора

В расчетах были получены распределения давления и скорости в исследованных диффузорах, как по отдельным сечениям диффузора, так и в меридиональной плоскости, выведены векторы скорости.

На рис. 4 приведены векторы скорости в диффузоре с углом раскрытия 15° (приведена только нижняя часть изображения). При высоких скоростях на входе в диффузор в турбулентном пограничном слое происходит ламинаризация потока на входном участке диффузора, то есть возрастает локальная конфузорность и подавляется турбулентный перенос жидкости в поперечном направлении.

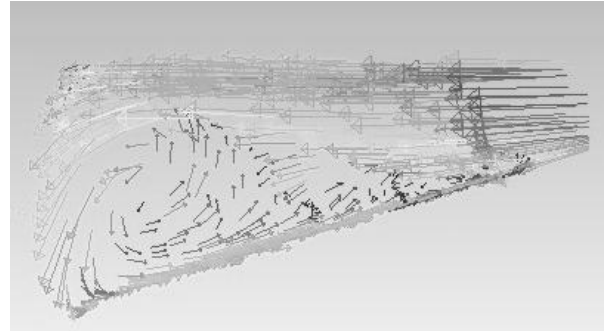


Рис. 4. Возникновение отрыва потока в кольцевом диффузоре с углом раскрытия 15°

В результате происходит падение полноты профиля скорости в пристеночной области. Из рисунка видно, что в этом диффузоре отрыв начинается на расстоянии примерно $0,2L$ от входа, что ведет к кризисному росту коэффициента полных потерь $\xi_{п}$, который связан с коэффициентом восстановления энергии простой зависимостью: $\xi_{вос} = 1 - \xi_{п}$.

Если величина $\xi_{п} > 1$ (в патрубке отсутствует диффузорный эффект), то давление за последней ступенью турбины p_{2z} оказывается больше давления в конденсаторе p_k . Здесь же уместно отметить, что отмеченная неравномерность скоростей нарастает вдоль внешнего обвода диффузора, т.е. в периферийной области диффузора торможения потока не происходит. Приведенное на рис. 5 распределение углов в периферийных областях ступени и диффузора свидетельствует о существовании закрутки потока, но эта закрутка в области радиального зазора по отношению к закрутке потока за ступенью не превышает 9°. Векторами показан отрыв потока от периферийного обвода, возникает кольцевой вращающийся вихрь. Ядро течения сохраняется только вдоль втулки диффузора, где существуют зоны ускорения и замедления скорости, при этом восстановления давления в диффузоре не происходит.



Рис. 5. Отрыв поток от периферийного обвода, возникновение кольцевого вращающегося вихря

Распределение давления в диффузоре с углом раскрытия 15° также свидетельствует об образовании вращающихся вихрей вблизи периферийного обвода диффузора. Причем вихревая картина не является симметричной, что говорит о возможности возникновения низкочастотной вибрации рабочих лопаток при больших углах раскрытия диффузора.

По мере уменьшения угла раскрытия диффузора отрыв перемещается к выходной части, локальные зоны еще видны при угле раскрытия 8° .

Следует отметить, что определенную роль в создании радиальной неравномерности играет и сам патрубок, имеющий переменное сопротивление в радиальных направлениях. Однако описанная картина радиального распределения скоростей сохраняется и при свободном осевом выходе потока из последней ступени паровой турбины.

Кольцевой диффузор с углом раскрытия 6° является безотрывным и может быть рекомендован для паровой турбины указанного типа. На рис. 6 показан такой диффузор, установленный за последней ступенью паровой турбины. Опыты показывают распределение давления в кольцевом диффузоре. Коэффициент восстановления диффузора с углом раскрытия 6° , определенный по формуле

$$\xi_{\text{вос}} = (p_k - p_{2z}) / (c_{2z}^2 / 2u_{2z}),$$

составляет $\xi_{\text{вос}} = 0,21$.

Следовательно, коэффициент полных потерь в диффузоре $\xi_{\text{п}}$ составляет 0,790.

При расчете по полуэмпирической формуле [1]

$$p_{2z} = p_k [1 + 3,8 \cdot 10^{-6} (x_n - 1) c_{2z}^2]$$

получается близкое значение $\xi_{\text{п}} = 0,799$.

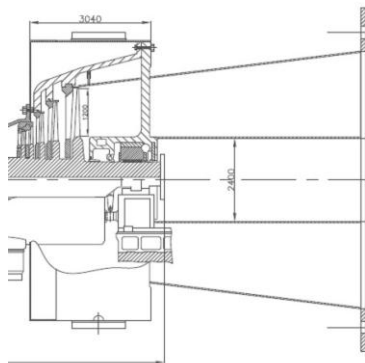


Рис. 6. Кольцевой диффузор с углом раскрытия 6°

Дальнейшие исследования осевого диффузора состоят в моделировании течений с неравномерным распределением давления в радиальном направлении и закруткой потока

на входе в диффузор. Дело в том, что за последней ступенью турбины даже при расчетном режиме невозможно добиться осевого выхода потока, а следовательно, существует радиальный градиент давления. При переменных режимах работы турбины эти явления усугубляются. При этом будут происходить изменения и в картине течения в самом диффузоре. Таким образом, намечены пути продолжения данной работы.

Для повышения эффективности осерадальных диффузоров, установленных за длинными рабочими лопатками последних ступеней турбин, предлагается использовать дополнительные криволинейные поверхности, которые призваны повысить степень восстановления энергии в диффузорном канале за счет более рационального распределения скоростей потока в меридиональных сечениях таких каналов. При этом, однако, возникают серьезные проблемы с надежным креплением рассматриваемых добавочных поверхностей.

Диффузоры выходных патрубков паровой турбины позволяют снизить окружную неравномерность давления за последней ступенью и преобразовать часть кинетической энергии выходного потока в потенциальную энергию. Сопоставление расчетов конического диффузора в пакете *ANSYS Fluent* с опытными данными и результатами расчета по методу асимптотических пограничных слоев дало хорошее совпадение при выборе SST-модели турбулентности.

Дальнейшее продолжение исследований должно идти по пути учета радиальной неравномерности и закрутки потока на входе в диффузор, имитирующее параметры за последней ступенью турбины

Список литературы

- [1] Механика несжимаемых и сжимаемых жидкостей / А.Е. Зарянкин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2014.
- [2] Идельчик И.Е., Гинзбург Я.Л. О механизме влияния условий входа на сопротивление диффузоров // ИФЖ. 1969. Т. 16, № 3.
- [3] Богомолова Т.В. Исследование газодинамики и тепломассообмена внутренних течений в энергетических установках: автореферат докторской диссертации. – М.: МАИ, 2000.
- [4] Богомолова Т.В., Мельников О.В. Применение ANSYS FLUENT для прочностных расчетов рабочих лопаток последних ступеней турбин. М., 2013 (Труды МАИ, вып. 66).

Математическое моделирование процессов, связанных с отравлением ядерного реактора ксеноном

М.А. Вольман

Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина
Иваново, Россия
maria_volman@mail.ru

Исследования отравления реактора ксеноном, ксеноновой устойчивости ядерного реактора и ксеноновых колебаний и волн, направленные на определение теплотехнической надежности активной зоны, являются актуальными. Разработана математическая модель для симуляции нестационарного отравления ядерного реактора ксеноном. Предложена математическая модель для определения области ксеноновой устойчивости ядерного реактора на основе теории связанных реакторов в двухточечном приближении. Выполнены соответствующие численные эксперименты. Результаты моделирования хорошо согласуются с результатами натуральных экспериментов. Результаты математического моделирования могут быть использованы на практике, а также в учебном процессе для определения области безопасной работы ядерного реактора.

Ключевые слова: отравление реактора, ксеноновые колебания, устойчивость, теория возмущений, математическое моделирование, численные эксперименты.

Mathematical modeling of processes related to xenon poisoning

Maria Volman

Ivanovo State Power Engineering University
Ivanovo, Russian Federation
maria_volman@mail.ru

The investigations of reactor xenon poisoning, xenon stability in a nuclear reactor and xenon oscillations and waves are highly relevant because they allow determining the heat reliability of a reactor core. The mathematical model for the simulation of of xenon transient is developed. Also the mathematical model to determine the xenon stability in a nuclear reactor is proposed. The numerical experiments are carried out too. The simulation results agree with the results of pilot experiments. The results of mathematical modeling and the numerical experiments can be used in practice and learning process to determine the safe operation of a nuclear reactor.

Keywords: reactor poisoning, xenon oscillations, stability, perturbation theory, mathematical modeling, numerical experiments.

I. ВВЕДЕНИЕ

Численные эксперименты, компьютерная техника и эффективное программное обеспечение во многих случаях представляют единственную возможность смоделировать различного рода переходные и аварийные режимы. Моделирование с применением мощных высокоуровневых программных кодов позволяет детально проанализировать то или иное событие. Однако для задач обучения часто достаточно более простых моделей, основанных на точечной кинетике, но позволяющих изучить основные особенности переходных процессов в ядерных реакторах. Среди медленных переходных процессов, влияющих на безопасность, следует выделить процессы отравления реактора ксеноном, связанные с возможностью попадания реактора в йодную яму и возникновением ксеноновых колебаний.

II. НЕСТАЦИОНАРНОЕ ОТРАВЛЕНИЕ РЕАКТОРА КСЕНОНОМ

Для исследования переходных процессов, протекающих в реакторе водо-водяного типа (ВВЭР-1000), нами были

выбраны и обоснованы математические модели реактора с сосредоточенными параметрами. Они положены в основу разработанного в среде MathCad комплекса программ [2]. Базовая часть моделей основана на системе, состоящей из девяти нелинейных жестких дифференциальных уравнений. Для анализа процесса отравления реактора ксеноном математическая модель кинетики реактора дополнена известными уравнениями рождения и гибели для йода и ксенона. Разработанная на основе этой модели компьютерная программа позволяет исследовать эффекты нестационарного отравления реактора ксеноном для любого задаваемого переходного процесса. В качестве примера на рис. 1, б представлена зависимость от времени числа ядер ксенона в относительных единицах, полученная при моделировании глушения реактора (рис. 1, а), находящегося на номинальном уровне мощности, со стационарным отравлением ксеноном.

Кроме того, может быть получена зависимость реактивности от времени, обусловленной отравлением, аналогично тем, что представлены в альбомах нейтронно-физических характеристик топливных загрузок для разных моментов кампании и различных вариантов

изменения мощности. Возможность варьирования принятых в численном эксперименте данных позволяет оценить различия для начала и конца топливной кампании.

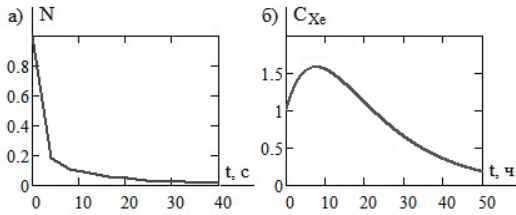


Рис. 1. Результаты численных экспериментов по исследованию отравления реактора ксеноном при его глушении: а – зависимость нейтронной мощности от времени; б – зависимость числа ядер ксенона от времени

III. КСЕНОНОВЫЕ КОЛЕБАНИЯ

Наличие положительной обратной связи реактивности реактора по ксеноновой составляющей является причиной возникновения ксеноновых колебаний и волн. Причем для водо-водяных реакторов существенны только аксиальные ксеноновые колебания, и для них нужно принимать меры по их подавлению. Для их исследования предложена модель двух одинаковых, с равным энерговыделением, связанных между собой реакторов, соприкасающихся торцами. Система двух связанных реакторов является моделью одного реактора, разделенного на две одинаковые половины, обмен нейтронными потоками между которыми осуществляется за счет утечки нейтронов через соприкасающиеся торцы. Возбуждение ксеноновых колебаний в реакторах моделируется за счет возмущения одного из них введением в него реактивности регулирующей группой системы управления и защиты, а подавление введенной реактивности моделируется борным регулированием, действующим на оба реактора. Поскольку переходный процесс является медленным, то запаздывающие нейтроны на него влияния не оказывают, и их можно либо вообще не принимать во внимание, либо использовать одногрупповое приближение. Эффект саморегулирования реактора учитывается отрицательной обратной связью по температуре топлива и теплоносителя. Модель положена в основу соответствующей компьютерной программы, также реализованной в среде MathCad. Результаты выполняемых с ее помощью численных экспериментов позволяют определить характер и период переходного процесса, выбег мощности, перегрев активной зоны и значение аксиального офсета.

IV. КСЕНОНОВАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА

В численных экспериментах подавление аксиальных ксеноновых колебаний осуществлялось температурным

эффектом реактивности за счет варьирования значения температурного коэффициента реактивности по топливу. На основе серии проведенных экспериментов построены характерные зависимости этого коэффициента от мощности реактора, определяющие границу между ксеноновой устойчивостью и неустойчивостью реактора для разных значений времени обмена нейтронными потоками между реакторами (рис. 2). В области ксеноновой неустойчивости колебания носят нарастающий характер, тогда как в области устойчивости – затухающий. Переход от одной области к другой характеризуется незатухающими колебаниями.

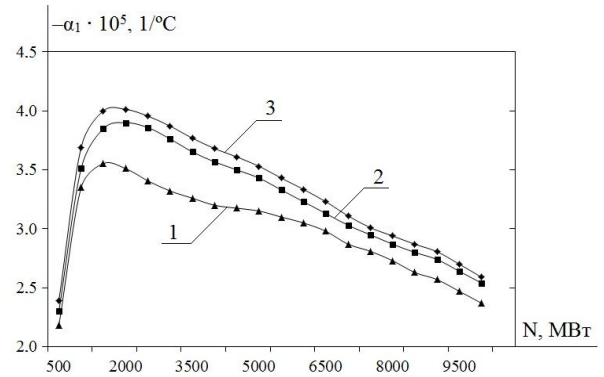


Рис. 2. Зависимость температурного коэффициента реактивности по топливу от мощности реактора, определяющая область ксеноновой устойчивости: 1–3 – для времени обмена нейтронными потоками между половинами реактора соответственно 0,001, 0,01 и 0,1 с

На основе полученных кривых можно оценить ксеноновую устойчивость реактора на том или ином уровне мощности и в случае необходимости принять соответствующие меры для подавления ксеноновых колебаний.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все полученные результаты согласуются с экспериментальными данными, полученными в натуральных экспериментах на действующих реакторных установках. Разработанные компьютерные программы являются частью комплекса программ моделирования внутри-реакторных переходных процессов атомных энергоблоков с водо-водяными реакторами, применяемого для подготовки будущих специалистов для АЭС.

Список литературы

- [1] Свидетельство № 2014618789. Программный комплекс симуляции переходных процессов в ядерных реакторах / В.К. Семенов, М.А. Вольман; Иванов. гос. энерг. ун-т. – № 2014616344; заявл. 02.07.2014; зарегистр. 28.08.2014. – 1 с.

Экологические показатели работы Уфимской ТЭЦ-2 при сжигании мазута

А.Т. Ганеев, Г.Р. Мингалева

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Казань, Россия
Gat8c@rambler.ru

При сжигании мазута в котлах тепловых электростанций образуются оксиды серы, азота и углерода, бенз(а)пирен, частицы сажи, которые при попадании в атмосферу наносят существенный вред окружающей среде. Образование некоторых загрязняющих веществ связано с неполным перемешиванием и неэффективным сжиганием мазута, поэтому исследование процесса сжигания мазута в топках котлов и разработка способов, направленных на улучшение их экологических показателей, является актуальной задачей, требующей решения. Проведен анализ работы оборудования Уфимской ТЭЦ-2 с целью выявления объемов образующихся загрязняющих веществ при планируемом сжигании мазута в перспективе до 2019 г. Рассмотрены способы снижения выбросов в атмосферу при сжигании мазута, выявлены наиболее рациональные пути решения данной проблемы. Исследования состава выбросов в атмосферу при сжигании мазута показали, что средние концентрации веществ в период 2015 – 2019 гг. составят: оксид углерода – 102,372 г/с, мазутная зола – 1,818 г/с. Выявлено, что при реализации предварительной термической подготовки мазута перед его сжиганием выбросы оксида углерода, сажи и бенз(а)пирена могут быть существенно снижены. Предлагаемый способ снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании мазута, связанный с его предварительной термической подготовкой, позволит существенно улучшить экологические показатели Уфимской ТЭЦ-2.

Ecological indicators of Ufa central heating and power plant-2 performance while burning oil residue

Azamat Ganeev, Guzel' Mingaleeva
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russia
Gat8c@rambler.ru

The process of burning oil residue in the boilers of heating and power plants produces oxides of sulfur, nitrogen and carbon, benzopyrene, soot particles, which enter the atmosphere and considerably pollute the environment. Some polluting agents are formed as a result of incomplete mixing and inefficient burning of oil residue. Thus, studying the process of oil burning in the boiler furnace as well as working out methods aimed at improving the ecological indicators is a pressing issue which needs to be solved. We have analyzed the equipment performance at Ufa Central Heating and Power Plant-2 in order to discover the amount of emissions of polluting agents at the planned combustion of fuel oil in the long term till 2019 is carried out. We have considered the methods of decreasing the amount of emissions released into the atmosphere while burning oil residue and determined the most sustainable ways of solving this problem. The research into the composition of emissions released into the atmosphere while burning oil residue has shown that the average concentrations of substances during 2015-2019 will amount to 102.372 gr/sec of carbonic oxide, 1.818 gr/sec of fuel oil ash. It has been discovered that with preliminary thermal treatment of the oil residue before burning the emissions of carbonic oxide, soot and benzopyrene can be significantly reduced. The proposed method of decreasing the emissions of polluting agents into the atmosphere while burning oil residue, which involves its preliminary thermal treatment, will allow to improve considerably the ecological indicators of Ufa Central Heating and Power Plant-2.

I. ВВЕДЕНИЕ

Сжигание органического топлива, в частности мазута, на тепловых электростанциях и в котельных сопровождается выбросами оксидов серы, азота, углерода, негативно влияющих как на окружающую природную среду, так и на человека. Особую проблему представляет сжигание высокосернистого мазута, в результате чего образуются оксиды серы SO_2 и SO_3 , суммарные выбросы которых зависят от содержания серы в топливе. Сера в мазуте входит в состав сероорганических соединений, небольшую часть составляет сероводород и элементарная сера [1]. Известно, что образование оксидов серы в

топочных устройствах паровых котлов происходит в наибольшей степени на начальном участке факела в непосредственной близости от горелки. Кроме того, при сжигании мазута возникает проблема образования монооксида углерода CO (угарного газа), как признак химического недожога топлива. Образование оксидов азота обусловлено наличием азота в воздухе и топливе и зависит, в основном от режима сжигания топлива. При этом наибольшее влияние имеет температура горения и время пребывания топлива в зоне горения, с увеличением данных параметров происходит экспоненциальный рост образования NO_x . В небольших количествах при сжигании мазута образуются полициклические ароматические

Таблица II. ОБЪЕМЫ ВЫБРОСОВ УФИМСКОЙ ТЭЦ-2 ПРИ СЖИГАНИИ МАЗУТА НА ПЕРИОД 2015-2019 ГГ.

Котел	Расход мазута в 2012–2016 гг., т/г.	Концентрация SO ₂ , мг/м ³	Концентрация NO ₂ , мг/м ³	Концентрация CO, мг/м ³
ПК-6	65400	3287	260	170
ПК-7	46652	2117	244	170
ПК-8	62426	3287	260	170
ПК-9	47351	2117	244	170
ПК-10	13006	1026	228	170
ПК-11	7837	1026	228	170
ПК-12	7187	833	225	170

Анализ концентраций выбросов показывает, что они в основном соответствуют нормативам, указанным в соответствующих ГОСТ. Однако в настоящее время необходимо учитывать, что российское экологическое законодательство ужесточается и приближается по показателям к наиболее развитым странам. Мировые достижения в данной области зафиксированы в справочниках по наилучшим доступным технологиям по отраслям промышленности [2]. Информация, представленная в данном справочнике, свидетельствует о том, что применение современных технологий сжигания и улавливания токсичных компонентов позволяет достичь для существующих установок мощностью 100–300 МВт концентрации диоксида серы 100–250 мг/м³, оксидов азота – 50–200 мг/м³, монооксида углерода – 30–100 мг/м³. Таким образом, при реализации известных способов снижения выбросов на Уфимской ТЭЦ-2 возможно значительное улучшение экологических показателей.

III. СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Для решения экологических проблем, связанных со сжиганием мазута на тепловых электростанциях, разработаны различные способы, которые значительно отличаются по своей эффективности и затратам. Они могут применяться на стадии производства и переработки топлива, при подготовке топлива на станции, непосредственно в процессе сжигания и на заключительной стадии очистки продуктов сгорания от токсичных компонентов. Основные представленные в научно-технической литературе и апробированные на практике способы следующие: высокотемпературный подогрев мазута, обеспечивающий снижение вязкости, более тонкий распыл и способствующий более полному сжиганию; приготовление водотопливной эмульсии, при нагреве которой за счет эффекта «микровзрыва» происходит дробление капель мазута на более мелкие, чем достигается также более эффективное и быстрое его сжигание; применение малотоксичных горелок; предварительная термическая обработка мазута; связывание NO_x и SO_x в продуктах сгорания либо непосредственно в топочной камере, либо в газоочистных устройствах.

Рассмотрим перечисленные способы более подробно.

Высокотемпературный подогрев мазута заключается в том, что предварительно мазут подогревается не до

углеводороды (ПАУ), обобщенная концентрация которых оценивается по содержанию наиболее сильного и стабильного углеводорода – бенз(а)пирена C₂₀H₁₂, сажа (конденсированный углерод) и мазутная зола, содержащая оксиды ванадия, в частности его пентаоксид V₂O₅.

II. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ И ОБЪЕМЫ ВЫБРОСОВ

В данной работе рассмотрены экологические показатели Уфимской ТЭЦ-2, связанные с использованием мазута в качестве топлива, наряду с природным газом. Поскольку в перспективе до 2019 г. планируется сжигать значительные объемы мазута, то необходимо рассмотреть мероприятия, способствующие снижению выбросов и уменьшению экологической нагрузки на окружающую среду. Данные по источникам от котлов Уфимской ТЭЦ-2 и максимальным расходам основных продуктов сгорания в выбросах представлены в табл. I. Представим краткую характеристику объекта исследования.

Уфимская ТЭЦ-2 выполняет функцию промышленно-отопительной ТЭЦ, обеспечивая отоплением и горячей водой более половины жителей г. Уфы. Паром станция обеспечивает все близлежащие промышленные предприятия. На ТЭЦ имеется три теплофикационные установки, к которым подключены семь тепломагистралей, распределяющих тепловую энергию между районами города и промышленными предприятиями. Установленная электрическая мощность – 519 МВт, тепловая – 1528 Гкал/ч. Основное топливо – природный газ, резервное – мазут. На ТЭЦ установлено 7 паровых котлов. Паровые котлы ст. № 6–9 – БКЗ-320/140ГМ, ст. № 10–12 – БКЗ-350/140ГМ. Котлы однобарабанные, вертикально-водотрубные, с естественной циркуляцией предназначены для получения пара высокого давления при сжигании газа и мазута. Топка оборудована 6 газомазутными горелками, расположенными в два яруса на фронтальной стене (по 3 горелки в каждом ярусе). Подача распыленного мазута в топку осуществляется основными 6 мазутными форсунками механического распыливания производительностью по мазуту 3625 кг/ч при давлении мазута до 30 кгс/см².

Таблица I. ОБЪЕМЫ ВЫБРОСОВ УФИМСКОЙ ТЭЦ-2 ПРИ СЖИГАНИИ МАЗУТА НА ПЕРИОД 2015-2019 ГГ.

Выбросы по источникам в 2015–2019 гг., г/с	Наименование источника			
	Труба № 1	Труба № 2	Труба № 3	Всего по ТЭЦ
Диоксид азота	80,222	61,335	97,841	239,398
Оксид азота	13,036	9,967	15,889	38,892
Оксид углерода	28,749	20,322	39,503	88,574
Диоксид серы	266,479	266,479	65,222	598,18
Мазутная зола	0,810	0,810	0,198	1,818

В табл. II представлены объемы используемого мазута за период с 2012 по 2016 гг. и концентрации основных продуктов сгорания.

130 °С, как требуется по нормативам, а до 250 °С [1]. При увеличении температуры подогрева происходит уменьшение вязкости мазута, улучшается его распыл, т.е. уменьшается минимальный размер капель, которые сгорают быстрее, и увеличивается интенсивность тепловыделения. При больших температурах подогрева (до 250 °С) скорость горения капли и связанное с этим образование оксидов азота превалирует над температурным фактором, который оказывает противоположное действие, и суммарный эффект оказывается положительным – образование оксидов азота снижается примерно на 20 %.

Добавление воды способствует снижению вязкости, повышению полноты сгорания и снижению расхода мазута, а также снижению выбросов оксидов углерода и азота с дымовыми газами. При содержании в эмульсии до 10 % (масс.) воды теплота сгорания мазута (40 600 кДж/моль) снижается незначительно – приблизительно на 0,3 – 1 %, однако экономия мазута при этом достигает 7 % и более [3]. Приготовление водотопливной эмульсии в специальных эмульгаторах, обеспечивающих равномерное распределение капель воды в объеме мазута, позволяет за счет мгновенного испарения воды в топочной камере уменьшить размеры капель мазута до 2–5 мкм [4]. Влага, попадая в зону горения, снижает температуру. Кроме того, факел становится короче, сокращается время пребывания капель и эмиссия NO_x существенно снижается. Опыт промышленного использования данного способа показывает, что добавление 5–10 % воды уменьшает образование NO_x вдвое. При горении водомазутной эмульсии (ВМЭ) в топке водяные пары являются физическим возбудителем конвективной гомогенизации топливовоздушной смеси, приводящей к сглаживанию неравномерности концентрации газов и температурных полей в топке. Суммарным эффектом влияния интенсификации горения на материальный баланс процесса является снижение критического коэффициента избытка воздуха на 5–10 %, а это снижает объемы образующихся оксидов азота на 15–45 % и уменьшает выбросы в атмосферу бенз(а)-пирена [5]. За счет активизирующего воздействия тонкодисперсной фазы воды в эмульсии на 20–25 % снижается время подготовки и горения топлива, а также сокращается длина факела. Благодаря этому концентрация сажи в продуктах сгорания уменьшается примерно на 90 %. Наилучшие результаты по снижению выбросов бенз(а)-пирена достигаются при размерах дисперсной воды в пределах 1–10 мкм. Недостатком данного способа является возможное снижение КПД котлоагрегата.

Дополнительные возможности для улучшения качества процесса горения топлива обеспечиваются подмешиванием к мазуту пиролизной смолы, которая является побочным продуктом производств нефтеорганического синтеза. Для эффективного перемешивания компонентов необходимо применение кавитационных устройств. Установлено, что подмешивание к мазуту 8–12 % пиролизной смолы путем гидромеханической обработки снижает его вязкость на 15–40 % и уменьшает содержание вредных веществ в дымовых газах [5].

Применение гомогенизированной смеси как высоковязкого мазута, так и мазута марки 100 с пиролизной смолой позволяет снизить температуры хранения и распыла смеси в среднем на 20 °С, что приводит

к экономии примерно 1,7 % топлива. При этом также улучшаются условия эксплуатации форсунок, снижается критический коэффициент избытка воздуха, что дает повышение КПД котла на 1–1,5 %, а в дымовых газах уменьшается содержание оксидов азота, углерода и сажи. Анализ результатов исследований показывает, что добавление пиролизной смолы в мазут приводит не только к снижению вязкости топлива, но и к понижению температуры вспышки со 174 до 120 °С [5].

Применение малотоксичных горелок [1, 4] позволяет снизить концентрацию кислорода на начальном участке факела, где происходит воспламенение и горение летучих. Горелочные устройства, обеспечивающие хорошее смесеобразование и увеличение температуры горения, способствуют увеличению образования NO_x при существенном снижении механического и химического недожога. Поэтому необходимо выбирать оптимальные режимы работы данных устройств.

Наиболее известным процессом термической обработки мазута является его газификация [6–10]. Процесс газификации позволяет перевести жидкое топливо в газообразное и очистить его от сажи и газообразных сернистых соединений на стадии подготовки к использованию. Разработанные методы газификации отличаются значительным разнообразием, их выбор определяется целью процесса. Для снижения выбросов при сжигании мазута целесообразна реализация данного процесса в потоке и использование в качестве окислителя воздуха при коэффициенте избытка воздуха 0,3–0,6, т.е. максимальное приближение к существующим условиям. Основным преимуществом данного процесса является то, что при этом до 90 % серы, содержащейся в мазуте, переходит в сероводород H_2S с незначительным содержанием других серосодержащих компонентов (COS , CS , S_2 , SO_2 и др.). Сероводород может удаляться из полученного газа при помощи твердых сорбентов, в частности активированного угля. Процесс очистки заключается в каталитическом окислении сероводорода до элементарной серы воздухом на поверхности активированного угля. В данном способе адсорбция сероводорода и регенерация адсорбента осуществляется в одном аппарате, после очистки выделяется чистая сера, которая может быть использована в качестве побочного продукта. Регенерированный уголь после извлечения адсорбированной серы и продувки паром снова применяется для газоочистки. Сера, которая выпадает из раствора полисульфидов при его нагревании, плавится и отпускается в изложницы (формы) или выделяется в виде крупнокристаллического осадка, который затем подвергается фильтрации и промывке. Выход элементарной серы при регенерации угля достигает 95 % от содержания в газе. При очистке газа активированным углем сероводород удаляется почти полностью, а органические сернистые соединения удаляются на 25–30 %. Преимуществом такого способа является высокая степень извлечения сероводорода с одновременным извлечением части органических сернистых соединений, а также возможность получения товарной серы высокого качества.

Газификация мазута может осуществляться непосредственно в форсунках горелочных устройств, преимущественно при нагреве газами рециркуляции или паром. Конструкции таких горелок разработаны и успешно испытаны. Однако в этом случае, выделив-

шийся сероводород все равно попадает в зону горения и преобразуется в оксиды серы. Положительный эффект достигается за счет снижения выбросов оксидов азота и монооксида углерода.

Для связывания оксидов серы в процессе сжигания применяются присадки на основе различных минералов, оксиды серы связываются и переходят в состав отложений, от которых потом очищаются поверхности нагрева. Из продуктов сгорания оксиды серы удаляются различными методами, в частности известковым. Однако такие системы требуют значительных капитальных вложений и имеют значительный недостаток – образование жидких стоков или шламов.

К сожалению, среди многообразия известных способов сложно выбрать универсальный, пригодный для любых условий и веществ. Для тепловой электростанции при необходимости сжигания высокосернистого мазута целесообразным является применение комбинации способов предварительной подготовки топлива и последующее связывание образующихся оксидов серы. Причем реализация данных способов должна исключать образование вторичных загрязнителей, следовательно, уловленные компоненты необходимо утилизировать. Таким образом, предварительная оценка показывает, что на Уфимской ТЭЦ-2 за счет применения предварительной

термической подготовки мазута возможно снижение выбросов основных загрязняющих веществ до значений, предусмотренных наилучшими доступными технологиями.

Список литературы

- [1] Росляков П.В. Методы защиты окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд. дом МЭИ, 2007.
- [2] Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plant. – European Comission. – July, 2006.
- [3] Абдо Х.М., Колесникова И.М., Колесников С.И. Вязкость эмульсии вода – мазут с разной концентрацией воды // Химия и технология топлив и масел. – 2007. – № 5. – С. 33–34.
- [4] Адамов В.А. Сжигание мазута в топках котлов. – Л.: Недра, 1989.
- [5] Булгаков А., Булгаков Б. Подготовка топливных смесей // ММ. Деньги и технологии. – 2009. – № 1/2. – С. 36–39.
- [6] Верховский Н.И., Красноселов Г.К., Машиллов Е.В., Цирульников Л.М. Сжигание высокосернистого мазута на электростанциях. – М.: Энергия, 1970.
- [7] Карабин А.И., Раменская Е.С., Энно И.К. Сжигание жидкого топлива в промышленных установках. – М.: Металлургия, 1966.
- [8] Альтшулер В.С. Газовые процессы. – М., 1967.
- [9] Рябцев И.И., Волков А.Е. Производство газа из жидких топлив для синтеза аммиака и спиртов. – М., 1968.
- [10] Караев Н.М. Химическая переработка топлив. – М., 1965.

Повышение энергоэффективности тепловых электрических станций за счет утилизации тепловых отходов

А.М. Гафуров

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Казань, Россия
progress150987@rambler.ru

Рассматриваются эффективные способы охлаждения конденсаторов паровых турбин с помощью теплового двигателя с замкнутым контуром циркуляции на низкокипящих рабочих телах. Определены минимально допустимые теплоперепады между источником сбросной низкопотенциальной теплоты и окружающей среды, обеспечивающие эффективную утилизацию сбросной теплоты.

Ключевые слова: тепловые электрические станции, конденсаторы паровых турбин, утилизация тепловых отходов.

Increase of energy efficiency of thermal power plants due to utilization of thermal waste

Airat Gafurov

Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
progress150987@rambler.ru

Effective ways of cooling of condensers of steam turbines by means of the heat engine with the closed circulation contour on the low-boiling working mediums are considered. Minimum admissible heat differences between a source of waste low-potential warmth and environment providing effective utilization of waste warmth are defined.

Keywords: thermal power plants, condensers of steam turbines, utilization of thermal waste.

I. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

На тепловых электрических станциях (ТЭС) используется только 40 % энергии топлива, это означает, что 60 % этой энергии теряется безвозвратно в виде отходов теплоты от горячих выхлопных газов, охлаждающей воды и воздуха, а также потерь теплоты с горячих поверхностей оборудования. Поэтому в последнее время прилагаются большие усилия по утилизации тепловых отходов предприятий промышленности с возможностью генерации электроэнергии.

Основная доля тепловых сбросов на тепловых электрических станциях приходится на системы конденсации отработавшего в турбине пара, где температура составляет ниже 80 °С, что затрудняет его использование. Наиболее простой способ избавления от этой теплоты – прямая прокачка пресной озерной или речной воды через охладитель и затем возвращение её в естественные водоёмы. Это обстоятельство зачастую

крайне неблагоприятно воздействует на окружающую среду, загрязняя её и приводя к изменениям климата. Кроме того, стоимость выброшенной энергии, в конечном счете, закладывается в себестоимость продукции. Поэтому утилизация сбросной низкопотенциальной теплоты, то есть преобразование «бесплатной», выбрасываемой тепловой энергии в полезную энергию, является важной научно-технической задачей [1].

II. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Конденсаторы паровых турбин являются основными потребителями воды в системе технического водоснабжения тепловых и атомных электростанций (рис. 1). Доля воды, идущей на охлаждение конденсаторов, составляет 90–94 %. При этом необходимо иметь в виду, что для конденсаторов паровых турбин АЭС расход охлаждающей воды в 1,5–1,7 раза выше, чем для ТЭС. В среднем для производства 1 кВт·ч электроэнергии требуется 130 кг воды для ТЭС и 200 кг для АЭС [2].

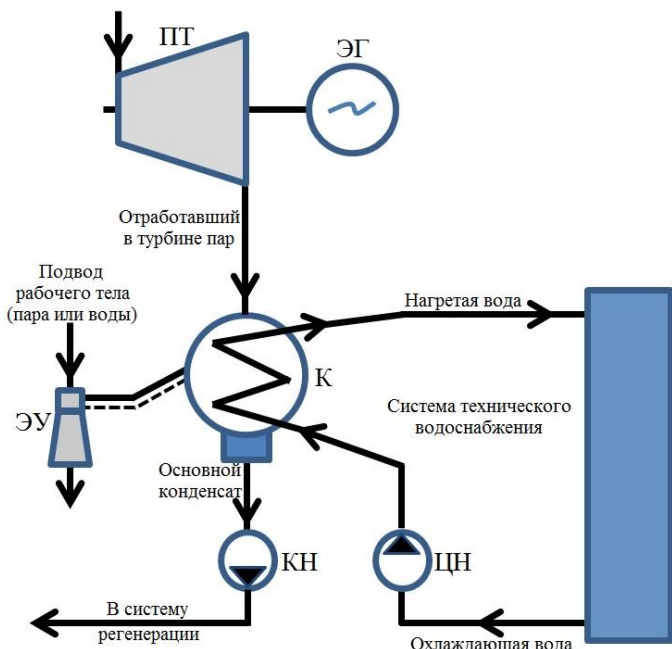


Рис. 1. Принципиальная схема конденсационной установки ТЭС: ПТ – паровая турбина; К – конденсатор паровой турбины; ЭУ – эжектирующее устройство; КН – кон-денсатный насос; ЦН – циркуляционный насос; ЭГ – элек-трогенератор

Как показано на рис. 1, отработавший пар, поступающий из паровой турбины в паровое пространство конденсатора, конденсируется на поверхности конденсаторных трубок, внутри которых протекает охлаждающая вода. Конденсация пара сопровождается выделением скрытой теплоты парообразования, которая отводится при помощи нагретой воды в окружающую среду. Образующийся конденсат с помощью конденсатного насоса конденсатора паровой турбины направляют в систему регенерации.

III. СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ СБРОСНОЙ ТЕПЛОТЫ

В качестве охлаждающей жидкости для конденсаторов паровых турбин предлагается использовать низкокипящие рабочие тела – сжиженный углекислый газ CO_2 или пропан C_3H_8 , циркулирующий в замкнутом контуре. При этом замкнутый контур циркуляции с низкокипящим рабочим телом (НРТ) выполнен в виде контура теплового двигателя, работающего по органическому циклу Ренкина [3].

Замкнутый контур циркуляции теплового двигателя содержит последовательно соединенные конденсатный насос, конденсатор паровой турбины, турбодетандер и теплообменник-конденсатор водяного или воздушного охлаждения (рис. 2, 3). Причем процесс утилизации низкпотенциальной теплоты отработавшего в турбине пара осуществляется путем нагрева и испарения в конденсаторе паровой турбины сжиженного НРТ.

Рассмотрим на рис. 2 способ утилизации сбросной теплоты в конденсаторе паровой турбины в зимний период времени при температуре окружающей среды до -50°C . В качестве НРТ для контура циркуляции теплового двигателя выбран сжиженный углекислый газ CO_2 [4].

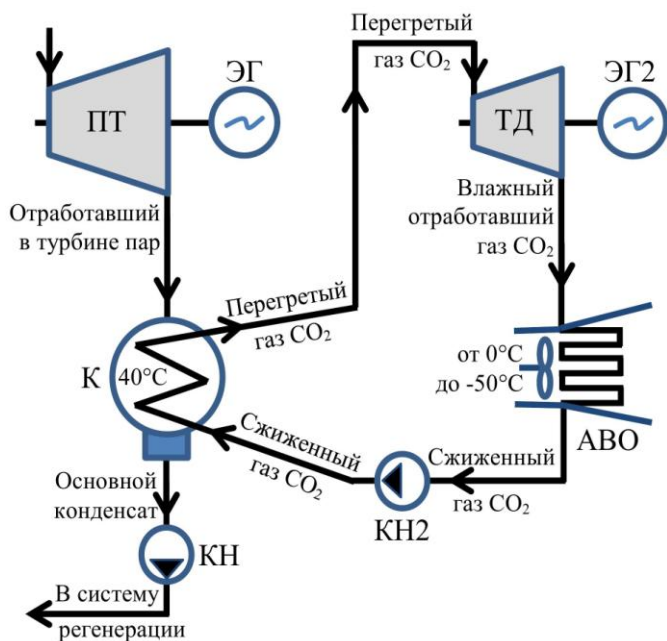


Рис. 2. Принципиальная схема теплового двигателя с замкнутым контуром циркуляции на CO_2 в составе конденсационной установки ТЭС: ТД – турбодетандер теплового двигателя; АВО – теплообменник-конденсатор аппарата воздушного охлаждения теплового двигателя; КН2 – конденсатный насос теплового двигателя; ЭГ2 – электрогенератор теплового двигателя

Весь процесс начинается со сжатия в КН2 (рис. 2) сжиженного углекислого газа CO_2 , который направляют на нагрев и испарение в конденсатор паровой турбины, куда поступает отработавший в турбине пар. При этом отработавший пар конденсируется на поверхности конденсаторных трубок, внутри которых протекает сжиженный углекислый газ. Конденсация пара сопровождается выделением скрытой теплоты парообразования, которая отводится на нагрев сжиженного углекислого газа до температуры насыщения. Температура кипения CO_2 сравнительно низка при температуре от 19 до 30°C и давлении от $5,61$ до $7,22$ МПа, поэтому в конденсаторе паровой турбины он быстро испаряется и переходит в газообразное состояние, после чего, имея температуру перегретого газа, его направляют на расширение в ТД [5].

В турбодетандере теплового двигателя не происходит конденсации газообразного CO_2 в ходе срабатывания теплоперепада. Мощность ТД передается соединенному на одном валу электрогенератору. На выходе из ТД газообразный CO_2 направляют на сжижение в теплообменник-конденсатор аппарата воздушного охлаждения теплового двигателя.

Далее, при снижении температуры газообразного CO_2 происходит его сжижение в АВО, охлаждаемом наружным воздухом окружающей среды в температурном диапазоне от 0 до -50°C .

После АВО в сжиженном состоянии CO_2 направляют для сжатия в КН2. Далее органический цикл Ренкина на основе низкокипящего рабочего тела повторяется.

Рассмотрим на рис. 3 способ утилизации сбросной теплоты в конденсаторе паровой турбины в летний период времени при температуре охлаждающей воды 18°C . В качестве НРТ для контура циркуляции теплового двигателя выбран сжиженный пропан C_3H_8 [6].

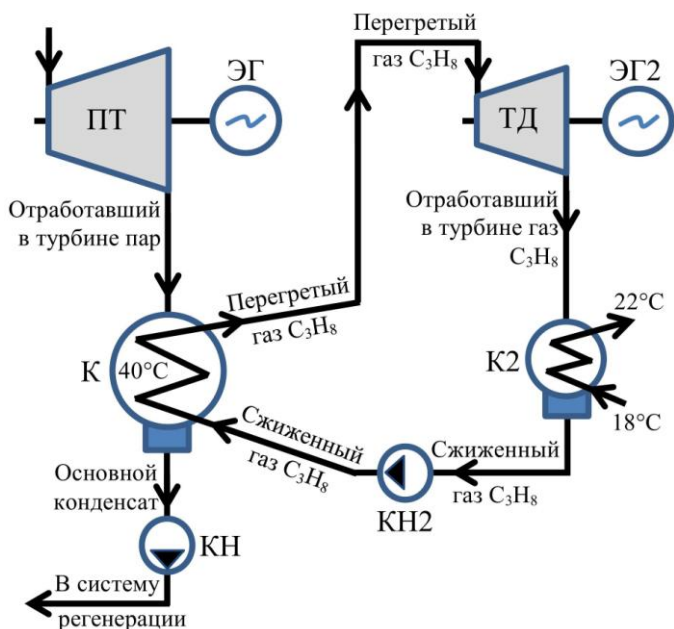


Рис. 3. Принципиальная схема теплового двигателя с замкнутым контуром циркуляции на C_3H_8 в составе конденсационной установки ТЭС (К2 – теплообменник-конденсатор водяного охлаждения теплового двигателя)

Весь процесс начинается со сжатия в КН2 (рис. 3) сжиженного пропана C_3H_8 , который направляют на нагрев и испарение в конденсатор паровой турбины, куда поступает отработавший в турбине пар при температуре $40\text{ }^\circ\text{C}$. Конденсация пара сопровождается выделением скрытой теплоты парообразования в 2120 кДж/кг , которая отводится на нагрев и испарение сжиженного пропана C_3H_8 до температуры перегретого газа в $35\text{ }^\circ\text{C}$. Далее перегретый газ C_3H_8 расширяется в ТД. Мощность ТД передается соединенному на одном валу электрогенератору. На выходе из ТД газообразный C_3H_8 с температурой $27,5\text{ }^\circ\text{C}$ охлаждают и сжижают в теплообменнике-конденсаторе водяного охлаждения теплового двигателя, охлаждаемом технической водой при температуре $18\text{ }^\circ\text{C}$ [7].

Основные теплофизические свойства низкокипящих рабочих тел CO_2 и C_3H_8 в сравнении с традиционным хладагентом (водой H_2O) при температуре $5\text{ }^\circ\text{C}$ представлены в таблице [8].

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НРТ

Параметр	Рабочее тело		
	CO_2	C_3H_8	H_2O
Плотность жидкой фазы, $кг/м^3$	896	522	1000
Плотность газообразной (паровой) фазы, $кг/м^3$	114	12	0,0068
Кинематическая вязкость жидкой фазы, $см^2/с$	0,001	0,0023	0,015
Кинематическая вязкость газообразной (паровой) фазы, $см^2/с$	0,0013	0,0063	13,36
Теплопроводность жидкой фазы, $Вт/м\cdot К$	0,1043	0,1034	0,57
Теплопроводность газообразной (паровой) фазы, $Вт/м\cdot К$	0,0216	0,0163	0,0173
Удельная теплота парообразования (фазового перехода), $кДж/кг$	215	368	2489

Углекислый газ CO_2 (R744) представляет собой негорючий, естественный, дешевый хладагент, который все шире используется в холодильных установках. Применение CO_2 чрезвычайно перспективно не только из-за простоты его получения, но и потому, что использование этого газа в различных агрегатных состояниях (газ, жидкость) позволяет решать различные технологические задачи. Обезвоженный CO_2 (как газообразный, так и жидкий) не корродирует металлы [9].

В промышленных холодильных установках пропан используют уже в течение многих лет. Пропан C_3H_8 (R290) – насыщенный углеводород, при нормальных условиях представляет собой бесцветный горючий и взрывоопасный газ. Характеризуется низкой стоимостью и малой растворимостью в воде. При использовании данного хладагента не возникает проблем с выбором конструкционных материалов деталей турбины, конденсатора и испарителя [10].

IV. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Описание процессов, происходящих в элементах теплового двигателя с контуром циркуляции на НРТ, характеризуется высокой сложностью, что обусловлено в первую очередь необходимостью расчета термодинамических и транспортных свойств потоков с учетом фазового состояния низкокипящего рабочего тела. С помощью программного комплекса «Автоматизированная система газодинамических расчетов энергетических турбомашин (АС ГРЭТ)» была составлена математическая модель исследуемой технологической схемы теплового двигателя с замкнутым контуром циркуляции на НРТ в составе конденсационной установки ТЭС. АС ГРЭТ позволяет моделировать и проводить термогазодинамические расчеты, связанные с проточной частью газотурбинных машин, комбинированных двигателей и установок и двигателей с изменяемым рабочим процессом, обеспечивая выполнение расчетов на всех этапах жизненного цикла, включая проектирование, испытания, доводку, серийное производство и эксплуатацию. Правообладателем программного комплекса «АС ГРЭТ» является ФГБОУ ВО «КГЭУ» [11].

V. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Подобно тому, как на ТЭС отработавший в турбине пар является прямым источником низкопотенциальной теплоты с температурой ниже $80\text{ }^\circ\text{C}$, окружающая среда – прямой источник холода с температурой до $-50\text{ }^\circ\text{C}$. Термодинамическая система теплового двигателя на НРТ может производить работу только при отсутствии равновесия между ее термодинамической системой и окружающей средой. Поэтому минимально допустимый температурный перепад, обеспечивающий полезную выработку электроэнергии тепловым двигателем, составляет $22\text{ }^\circ\text{C}$ при использовании в качестве источника холода водных ресурсов окружающей среды и $39\text{ }^\circ\text{C}$ при использовании в качестве источника холода воздушных ресурсов окружающей среды. В этом случае максимально возможная эксергетическая эффективность термодинамической системы данной установки может составлять $19,25\%$ при использовании в качестве рабочего тела сжиженного CO_2 и $30,58\%$ при использовании в качестве рабочего тела сжиженного пропана C_3H_8 .

Использование теплового двигателя с замкнутым контуром циркуляции на НРТ в составе конденсационной установки ТЭС позволяет повысить эффективный КПД станции в среднем на 2–4 % за счет утилизации тепловых отходов. При этом для современных парогазовых установок (ПГУ) типа Siemens SCC5-8000H 1S мощностью 600 МВт повышение эффективного КПД может составить до 65 % без использования дополнительного топлива и без увеличения эмиссии вредных веществ [12].

К примеру, на Заинской ГРЭС используются 11 энергоблоков (конденсационных паровых турбин К-200-130) с общей установленной электрической мощностью в 2200 МВт. Давление отработавшего пара в конденсаторе паровой турбины К-200-130 составляет 3,5 кПа, что соответствует температуре в 26 °С. По Республике Татарстан средняя минимальная температура окружающей среды в зимний период времени достигает –15 °С. Имеющийся теплоперепад от 26 до –15 °С можно сработать с помощью установки теплового двигателя с замкнутым контуром циркуляции на CO₂ (или C₃H₈) и значительно уменьшить тепловые выбросы в окружающую среду. При этом дополнительная выработка полезной электрической мощности на электростанции составит 36 (41,2) МВт, экономия расхода условного топлива составит 11,4 (13,08) туг/ч, а эффективный КПД электростанции возрастет на 1,636 (1,87) % [13].

Список литературы

- [1] Гафуров А.М., Гафуров Н.М. Перспективы утилизации тепловых отходов на тепловых электрических станциях в зимний период // *Инновационная наука*. – 2015. – № 10-1(10). – С. 53 – 55.
- [2] Бродов Ю.М. Теплообменники энергетических установок: Учебное пособие. – Екатеринбург: Сократ, 2003. – 965 с.
- [3] Гафуров А.М. Выбор оптимального низкокипящего рабочего тела для системы охлаждения конденсаторов паровых турбин по термодинамическим показателям // *Инновационная наука*. – 2016. – № 4-3. – С. 41 – 43.
- [4] Гафуров А.М., Калимуллина Р.М. Сжиженный углекислый газ в качестве рабочего тела в тепловом контуре органического цикла Ренкина // *Инновационная наука*. – 2015. – № 12-2. – С. 38 – 40.
- [5] Гафуров А.М., Гафуров Н.М. Замещение воздушного охлаждения конденсаторов паровых турбин контуром циркуляции на CO₂ // *Инновационная наука*. – 2016. – № 1/2. – С. 27 – 29.
- [6] Гафуров А.М., Гафуров Н.М. Замещение водяного охлаждения конденсаторов паровых турбин контуром циркуляции на C₃H₈ // *Инновационная наука*. – 2016. – № 1/2. – С. 25 – 27.
- [7] Гафуров А.М. Способ утилизации сбросной теплоты в конденсаторах паровых турбин, охлаждаемых водными ресурсами при температуре 18 °С в осенне-весенний период времени // *Инновационная наука*. – 2016. – № 4-3. – С. 53 – 55.
- [8] Гафуров А.М. Выбор оптимального низкокипящего рабочего тела для системы охлаждения конденсаторов паровых турбин по теплофизическим показателям // *Инновационная наука*. – 2016. – № 4-3. – С. 43 – 45.
- [9] Гафуров А.М., Гафуров Н.М. Характерные особенности использования углекислого газа CO₂ в качестве низкокипящего рабочего тела // *Инновационная наука*. – 2016. – № 1/2. – С. 19 – 21.
- [10] Гафуров А.М., Гафуров Н.М. Характерные особенности использования пропана C₃H₈ в качестве низкокипящего рабочего тела // *Инновационная наука*. – 2016. – № 1/2. – С. 21 – 23.
- [11] Осипов Б.М., Титов А.В. Автоматизированная система газодинамических расчетов энергетических турбомашин: Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казан. гос. энерг. ун-т, 2012. – 277 с.
- [12] Гафуров А.М., Гафуров Н.М. Пути повышения эффективности современных газовых турбин в комбинированном цикле // *Энергетика Татарстана*. – 2015. – № 1(37). – С. 36 – 43.
- [13] Гафуров А.М. Возможности повышения выработки электроэнергии на Заинской ГРЭС в зимний период времени // *Актуальные вопросы технических наук в современных условиях: Сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции*. – Санкт-Петербург, 2015. – С. 82 – 85.

Раздельное регулирование напряжения и реактивной мощности в схемах выдачи мощности электростанций с энергоблоками «синхронный генератор – ОРПМ»

М.Е. Гольдштейн¹, И.С. Егоров²

¹Южно-Уральский государственный университет (НИУ)
²АО «Концерн “Росэнергоатом”», филиал «Белоярская АЭС»
¹Челябинск, ²Заречный, Россия

Одним из альтернативных способов регулирования напряжения и реактивной мощности на электростанциях является применение энергоблоков, включающих синхронные генераторы с нерегулируемой системой возбуждения и объединенные регуляторы потоков мощности (ОРПМ). В программном комплексе MATLAB Simulink показана возможность раздельного регулирования величины напряжения и потоков реактивной мощности в исследуемом варианте схем выдачи мощности электростанций. Выполнен анализ схемы, построенной на базе современных элементов силовой электроники, обеспечивающих такое регулирование. Выявлены достоинства и недостатки энергоблока «синхронный генератор – ОРПМ» при таком регулировании. Показано, что энергоблоки данного типа позволяют реализовать раздельное регулирование величины напряжения и потоков реактивной мощности с высоким быстродействием и обладают высокой надежностью. Эффективность энергоблока подтверждена модельными экспериментами в программном комплексе MATLAB Simulink.

Ключевые слова: моделирование, объединенный регулятор потоков мощности, синхронный генератор, регулирование напряжения, управление потоками мощности.

Independent voltage and reactive power control in the schemes of power distribution of power plants with unit “synchronous generator – UPFC”

M.E. Goldshteyn¹, I.S. Egorov²

¹South Ural State University (NIU), ²Branch of Concern Rosenergoatom “Beloyarskay NPP”
¹Chelyabinsk, ²Zarechny, Russia

One of the alternative methods of regulation is the use of units, including synchronous generators with an unregulated system of excitation and unified power flow controller (UPFC). Using as a modeling tool software package MATLAB Simulink was shown the possibility of a independent control of the voltage and reactive power flows in the scheme of power distribution. Were made analysis of the scheme, which is based on modern elements of power electronics, providing such regulation. Revealed advantages and disadvantages of unit “synchronous generator – UPFC” when using this method of control. Power units of this type provide you to implement independent control of voltage magnitude and reactive power flows with high speed and highly reliable. The effectiveness of power is confirmed by model experiments in the software package MATLAB Simulink.

Keywords: modeling, unified power flow controller, synchronous generator, voltage regulation, power flow management.

1. ВВЕДЕНИЕ

Обычно регулирование напряжения и реактивной мощности электростанций выполняется путем изменения тока возбуждения синхронных генераторов. При этом применяются управляемые системы возбуждения, стоимость которых существенна, а надежность ниже, чем у других систем генератора. Также такой способ приводит к ограничению величины выдаваемой генератором активной мощности, так как сечение обмотки статора рассчитано на полный ток, и загрузка генератора по реактивной мощности не позволяет увеличить его активную мощность [2]. Кроме того, быстродействие такого регулирования сдерживается большой постоянной

времени контура возбуждения. Ранее была показана возможность применения для регулирования напряжения и реактивной мощности электростанции энергоблоков, выполненных по схеме «синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением – объединенный регулятор потоков мощности (ОРПМ)» [2 – 5]. Результаты исследований работы таких блоков в нормальных режимах энергосистемы подтвердили возможность отказа от управляемых систем возбуждения синхронных генераторов, передав функции регулирования блока входящему в его состав ОРПМ, который успешно реализует подобные функции на подстанциях и ЛЭП энергосистем [1, 6 – 8].

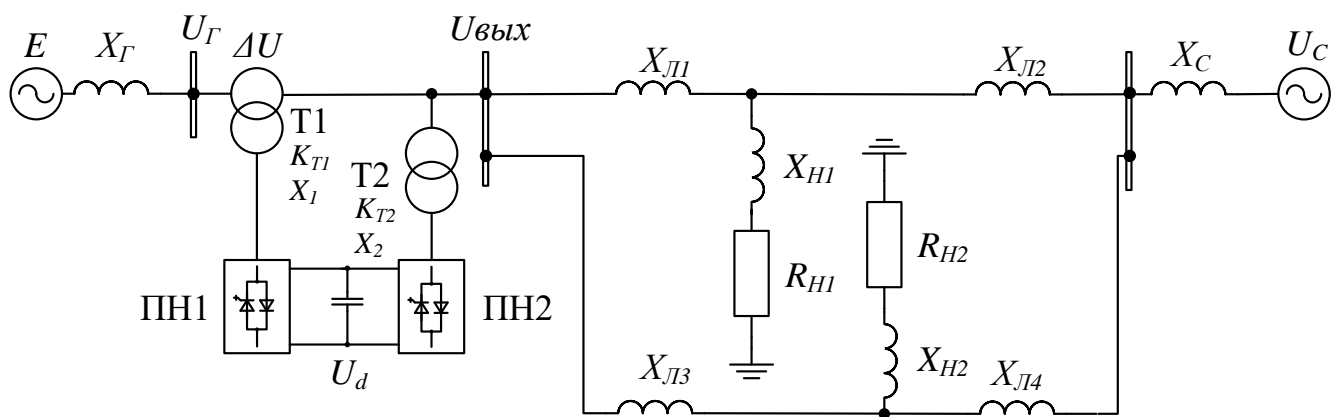


Рис. 1. Схема энергоблока «синхронный генератор – ОРПМ», работающего в энергосистеме

Следующим этапом анализа перспектив применения таких энергоблоков является изучение возможностей по реализации отдельного управления реактивной мощностью и выходным напряжением блока.

II. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКА «СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОР – ОРПМ»

Рассмотрим работу энергоблока на внешнюю сеть, при этом выдача мощности осуществляется посредством двух параллельных линий с включенной в них активно-индуктивной нагрузкой X_{H1} , R_{H1} и X_{H2} , R_{H2} . Схема включения энергоблока в сеть приведена на рис. 1. Регулирование напряжения осуществляется вводом с помощью трансформатора Т1 добавочного напряжения ΔU , фаза которого ρ может изменяться от нуля до 360 эл. град. по отношению к фазе напряжения СГ. Амплитуда этого напряжения регулируется в пределах, ограниченных параметрами трансформатора Т1 и преобразователя ПН1. В результате выходное напряжение комплекса $U_{\text{ВЫХ}}$ является векторной суммой двух напряжений: напряжения на выводах статора СГ – U_G и напряжения ΔU последовательной обмотки трансформатора Т1. Получаемый таким образом диапазон регулирования показан на векторной диаграмме (рис. 2, а). Преобразователь ПН2, связанный с шинами электростанции через трансформатор Т2, обеспечивает генерацию или потребление реактивной мощности (в зависимости от режима энергосистемы) в узле подключения блока, а также создает контур для протекания активной мощности между преобразователями ПН1 и ПН2 [1, 2, 5, 7].

Управление реактивной мощностью осуществляется через изменение напряжения преобразователя ПН2. Напряжение, приложенное к X_2 (индуктивному сопротивлению трансформатора Т2), является разницей напряжений $U_{\text{ВЫХ}}$ и $U_{\text{ПН2}}$. Активное сопротивление трансформатора незначительно, поэтому ток в этой цепи отстаёт на 90° от напряжения, приложенного к X_2 . При этом, если напряжение преобразователя $U_{\text{ПН2}}$ совпадает по фазе с напряжением $U_{\text{ВЫХ}}$, то ток $I_{\text{ПН2}}$ имеет только реактивную составляющую, происходит обмен с сетью реактивной мощностью. Реактивная мощность ПН2 имеет емкостной характер, если амплитуда напряжения преобразователя больше амплитуды напряжения $U_{\text{ВЫХ}}$, и индуктивный характер, если меньше. Векторные диаграммы приведены на рис.2, б.

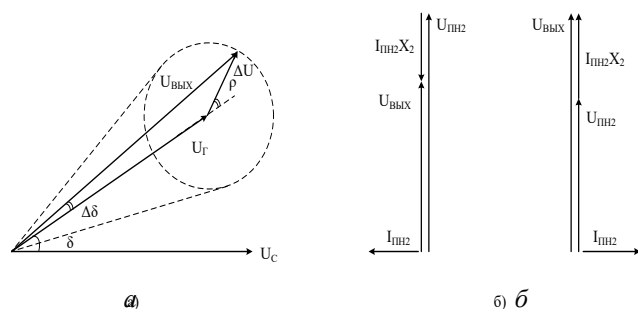
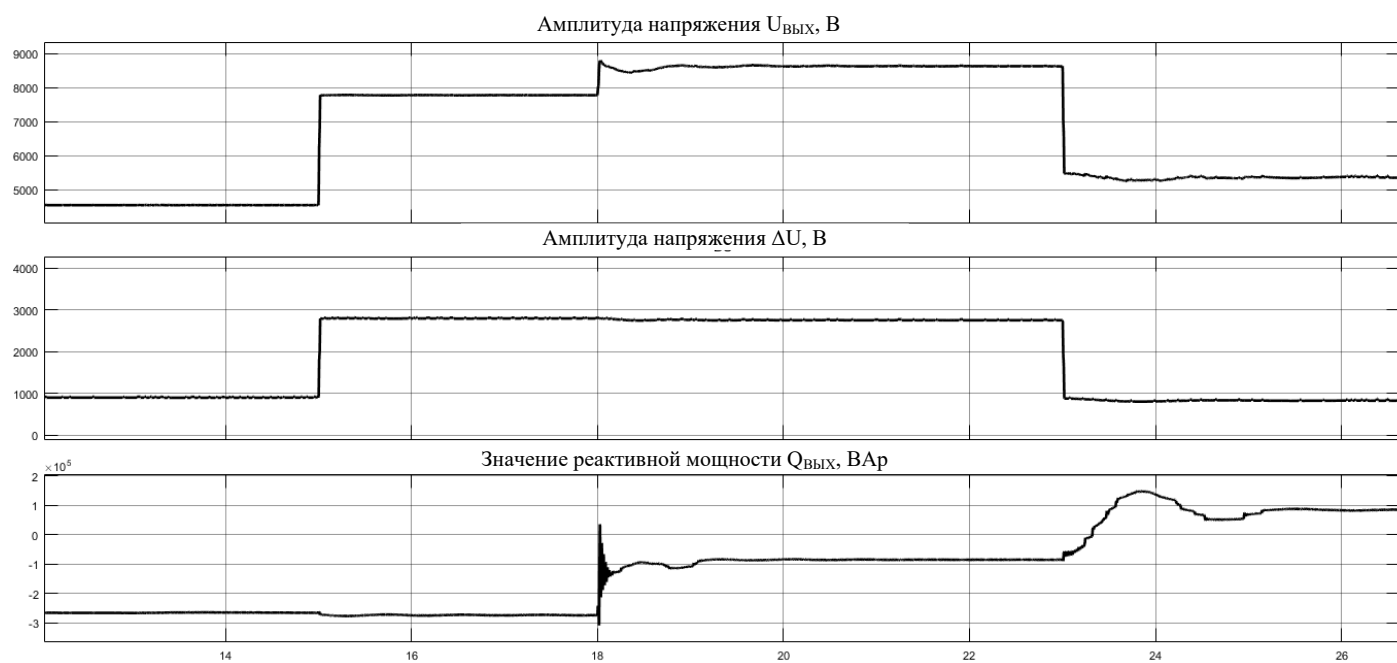


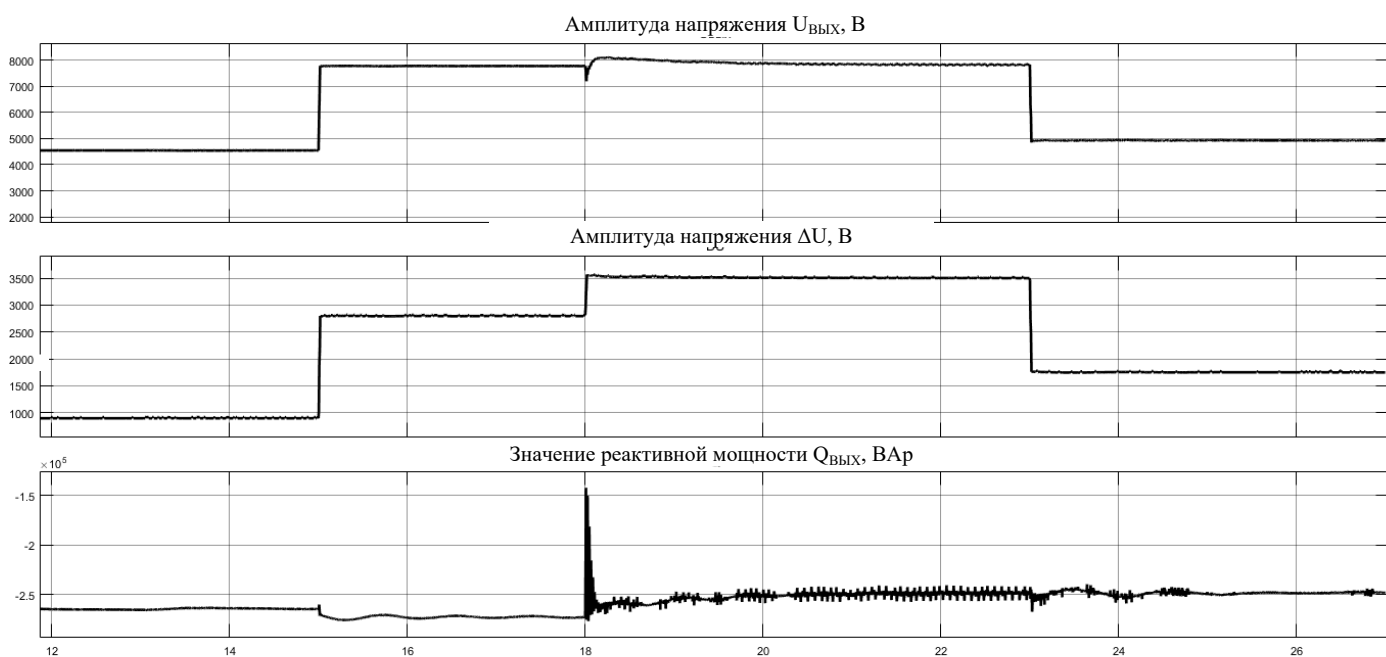
Рис. 2. Векторные диаграммы напряжений энергоблока «СГ – ОРПМ» при его работе на сеть бесконечной мощности для установившихся режимов (а) и работы преобразователя ПН2 для режимов генерации и потребления реактивной мощности (б)

III. РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗДЕЛЬНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОБЛОКАХ «СИНХРОННЫЙ ГЕНЕРАТОР – ОРПМ»

Рассмотрим работу энергоблока с ОРПМ при поочередном изменении выходного напряжения блока $U_{\text{ВЫХ}}$ и выдаваемой в сеть блоком реактивной мощности. На рис. 3 приведены временные диаграммы амплитудных значений напряжения $U_{\text{ВЫХ}}$, напряжения ΔU и реактивной мощности блока $Q_{\text{ВЫХ}}$, полученные с помощью имитационной модели схемы, приведенной на рис. 1, в среде MATLAB Simulink. В момент времени 15 с начинаем регулировать выходное напряжение блока: с помощью ОРПМ вводится напряжение ΔU , что увеличивает значение результирующего напряжения блока $U_{\text{ВЫХ}}$, при этом угол $\rho=0$, что обеспечивает наиболее эффективное регулирование напряжения. Далее в момент времени 18 с посредством ПН2 и Т2 генерируется дополнительная реактивная мощность $Q_{\text{ПН2}}$, что способствует стабилизации напряжения $U_{\text{ВЫХ}}$ и увеличивает реактивную мощность блока $Q_{\text{ВЫХ}}$. В момент времени 23 с понижаем напряжение $U_{\text{ВЫХ}}$, сохраняя уровень выдаваемой реактивной мощности неизменным. Как видно на рис. 3, а, преобразователь ПН2 обеспечивает регулирование реактивной мощности в широком диапазоне, позволяя в том числе осуществить переход от потребления блоком реактивной мощности к ее выдаче в сеть. При этом преобразователь ПН2 также способствует повышению выходного напряжения блока $U_{\text{ВЫХ}}$. Однако, как следует из временных диаграмм (рис. 3, а), регулирование



a



б

Рис. 3. Временные диаграммы параметров энергоблока «синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением – ОРПМ» при раздельном регулировании напряжения и реактивной мощности, полученные на имитационной модели в MATLAB Simulink: *a* – повышение генерации реактивной мощности блока и повышение напряжения $U_{\text{вых}}$; *б* – стабилизация уровня потребления блоком реактивной мощности с адаптивной настройкой ΔU для поддержания $U_{\text{вых}}$ на заданном уровне

напряжения целесообразнее осуществлять с помощью ПН1 и Т1. Однако повышение ΔU оказывает влияние на поток-распределение в ОРПМ и, как следствие, в энергоблоке, так как часть мощности, как активной, так и реактивной, затрачивается на создание напряжения ΔU . Чтобы добиться полностью независимого регулирования, необходимо корректировать управляющие воздействия преобразователей ПН1 и ПН2 с учетом их влияния друг на друга.

Далее рассмотрим другой случай: после введения напряжения ΔU инициируем генерацию реактивной

мощности таким образом, чтобы стабилизировать значение потребляемой блоком реактивной мощности из внешней сети на уровне 0,25 МВАр (рис. 3, б). При этом ставим задачу сохранить напряжение $U_{\text{вых}}$ неизменным на временном промежутке 15–23 с. Для этого в момент включения ПН2 увеличиваем ΔU до значения, необходимого для поддержания $U_{\text{вых}}$ на заданном уровне (рис. 3, б). Таким образом, можно реализовать раздельное регулирование напряжения и реактивной мощности в энергоблоках «синхронный генератор – ОРПМ». Из недостатков схемы стоит отметить высокий уровень

высших гармоник, генерируемых преобразователями ПН1 и ПН2. Снижение гармоник достигается включением в схему фильтров (в том числе активных). Также снижает уровень высших гармоник применение в преобразователях IGBT-транзисторов с более высокой, по сравнению с запираемыми тиристорами, частотой переключения. В совокупности с микропроцессорной системой управления преобразователями это приводит к снижению уровня высших гармоник, что, в свою очередь, способствует понижению потерь в трансформаторах, конденсаторных батареях, увеличению их срока службы и изоляции проводов, снижается погрешность индукционных измерительных приборов.

IV. Выводы

Разработанная имитационная модель схемы «Синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением – объединенный регулятор потоков мощности» в программном комплексе MATLAB Simulink позволяет оценить функциональные возможности энергоблока. Проведенный модельный эксперимент показывает возможность энергоблока осуществлять раздельное независимое регулирование напряжения и реактивной мощности. Такие энергоблоки обладают высоким уровнем быстродействия и большим диапазоном регулирования, позволяют отказаться от традиционных способов поддержания уровня напряжения и сохранения устойчивости, таких как, например, автоматическое регулирование возбуждения генератора. Применение энергоблока позволяет использовать более дешевые и надежные синхронные генераторы с нерегулируемым возбуждением, причем не только в автономных системах, но и при работе на энергосистему с изменяющимися режимными параметрами.

Таким образом, новые технологии силовой электроники позволяют осуществлять независимое с высоким быстродействием регулирование напряжения и реактивной мощности в схемах выдачи мощности электростанций, что существенно расширяет возможности управления режимами на электростанциях и в энергосистеме в целом.

Список литературы

- [1] Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов / Ю.П. Рыжов. – М: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.
- [2] Гаврилов А.И., Егоров И.С., Функциональные свойства электротехнического комплекса «синхронный генератор – объединенный регулятор потоков мощности» // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды 4-й Международной научно-технической конференции. Т. 1. Новочеркасск, 2013. С. 313-316.
- [3] Егоров И.С., Гольдштейн М.Е. Работа энергоблока «синхронный генератор с нерегулируемым возбуждением – объединенный регулятор потоков мощности» при скачкообразных изменениях режимных параметров во внешней сети // Электроэнергетика глазами молодежи: Научные труды 6-й Международной научно-технической конференции. Т. 2. Иваново, 2015. С. 10 – 13.
- [4] Егоров И.С., Гольдштейн М.Е. Регулирование напряжения энергоблока «синхронный генератор – объединенный регулятор» потока мощности // Вестник ЮУрГУ. Энергетика. – 2014. – Т. 14, № 3. – С. 19 – 24.
- [5] Пат. 2581650 РФ, МПК H02P 9/14 H02P 9/30 H02J 3/18. Энергоблок с регулируемыми значениями реактивной мощности, величины и фазы напряжения / И.С. Егоров, А.И. Гаврилов, М.Е. Гольдштейн; заявитель и патенто-обладатель ФГБОУ ВПО «ЮУрГУ» (НИУ). – № 2015106287/07; заявл. 24.02.2015; опубл. 20.04.2016, Бюл. № 11. – 9 с.
- [6] An Overview of Flexible AC Transmission Systems / P. Asare, T. Diez, A. Galli, E. O'Neill-Carillo and etc. – West Lafayette, Indiana: Purdue University School of Electrical Engineering, 1994. – 90 p.
- [7] Hingorani, Narain G. Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems / Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi. – New York: IEEE Press, 2000. – 432 p.
- [8] Xiao-Ping Zhang Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control / Xiao-Ping Zhang, Christian Rehtanz, Bikash Pal – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006. – 383 p.

Методика расчета двухфазного потока в СПП для АЭС с реакторами РБМК

В.В. Легкоступова

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»
Санкт-Петербург, Россия

Сепараторы-пароперегреватели (СПП) служат для сепарации влаги и промежуточного перегрева пара после цилиндра высокого давления турбин насыщенного пара атомных электрических станций. В настоящее время на всех действующих энергоблоках с реакторами РБМК-1000 на турбинах К-500-65/3000 установлены сепараторы-пароперегреватели СПП-500-1. Основные проблемы, выявленные во время эксплуатации, – это неравномерность раздачи пара по сепарационным блокам и пронос влаги через сепаратор в пароперегреватель. Причина данных проблем – расположение сепаратора над поверхностью нагрева и боковой подвод влажного пара. Последствия – усталостное разрушение труб разводки греющего пара и трубок поверхности нагрева и снижение эффективности перегрева пара. Это отрицательно сказывается на экономичности и надежности турбин. В настоящее время выполнена модернизация сепарационной части на Ленинградской и Смоленской АЭС, что потребовало расчетно-экспериментальных исследований. По результатам выполненных исследований накоплен опыт моделирования двухфазного потока при разработке перспективных конструкций СПП.

Ключевые слова: двухфазный поток, сепаратор-пароперегреватель, сепарация, моделирование, эффективность.

The method of calculation of two-phase flow in MSR for NPP with RBMK reactors

Vera Legkostupova

Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University
St.Petersburg, Russian Federation

The moisture separator-steam reheaters (MSR) are used for the moisture separation and reheat steam after high pressure cylinder saturated steam turbines of nuclear power stations (NPP). Currently at all operating units with RBMK-1000 reactors on the turbines K-500-65/3000 separator-steam reheaters SPP-500-1 are operating. The main identified problems during the operation are the uneven distribution of steam by separation units and movement of moisture through the separator to the superheater. The reasons of these problems are the location of the separator on the heating surface side and a supply of wet steam. Consequences are fatigue failure of pipes, wiring and heating steam to the tubes of the heating surface and reduce the effectiveness of superheating. This negatively affects on the efficiency and reliability of turbines. Currently the separation parts of Leningrad NPP and Smolensk NPP were upgraded, that required calculation and experimental research. According to the results of the research the experience of modeling two-phase flow in the design of constructions of MSR.

Keywords: two-phase flow, moisture steam-reheater (MSR), separation, modeling, efficiency.

I. АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Низкие начальные параметры пара турбин атомных электрических станций (АЭС) с водоохлаждаемыми реакторами и пока недостаточно эффективная внутритурбинная сепарация влаги не позволяют обеспечить на последних ступенях цилиндра низкого давления (ЦНД) допустимую влажность пара, что отрицательно сказывается на надежности лопаток и экономичности турбины. Поэтому практически все турбины АЭС, работающие на насыщенном паре, имеют внешние сепараторы или сепараторы-пароперегреватели (СПП). Сепараторы-пароперегреватели – самостоятельные аппараты, которые располагаются вне корпуса турбины (между цилиндрами высокого и низкого давления (ЦВД и ЦНД)), и предназначены для сепарации и перегрева пара. В настоящее время на всех действующих энергоблоках с реакторами РБМК-1000 на турбинах К-500-65/3000 установлены сепараторы

СПП-500-1 конструкции ЗиО. Конструкция данного СПП описана в [1, 2].

В ходе эксплуатации аппаратов СПП-500-1 на действующих энергоблоках наблюдалось усталостное или коррозионное растрескивание труб разводки греющего пара и трубок поверхности нагрева и снижение эффективности перегрева пара. Основной причиной повреждений является пронос влаги через сепаратор, вызванный неравномерной нагрузкой сепарационных блоков, связанной с боковым вводом влажного пара.

С целью снижения неравномерности распределения парового потока по сепарационным блокам и повышения надежности и эффективности систем сепарации пара на Ленинградской АЭС и Смоленской АЭС была проведена модернизация СПП-500-1 [3 – 5]. Проект модернизации был выполнен специалистами ОАО НПО ЦКТИ совместно с фирмой Valke-Durr (Германия). Результатами реализации проекта по модернизации стало:

- увеличение размеров входной камеры;
- изменение схемы движения пара;
- замена сепарационных блоков на жалюзийные пакеты Powervane фирмы Valke-Durg с влагозахватами, допускающими существенно большие нагрузки по влажному пару;
- организация сепарации влаги со стен и потолка входной камеры;
- организация системы коллекторов для отвода отсепарированной влаги от жалюзийных пакетов, перфорированных листов, а также отсепарированной влаги со стен и потолка входной камеры.

Проведенная модернизация потребовала проведения расчетно-экспериментальных исследований, которые позволили бы определить характеристики парового потока во входной камере СПП и по сепарационным блокам, а также количественно оценить эффективность проведенной модернизации.

II. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Расчетные исследования распределения двухфазного потока (воздух – вода) в сепарационной части СПП-500-1 проводились методом моделирования. Для этого были построены геометрические модели сепарационной части СПП-500-1 до и после модернизации с разными углами подвода потока (0 и 28°). Затем модели импортировались в программный комплекс ANSYS CFX, в котором и проводились все расчеты. На рис. 1 и 2 представлены расчетные модели.

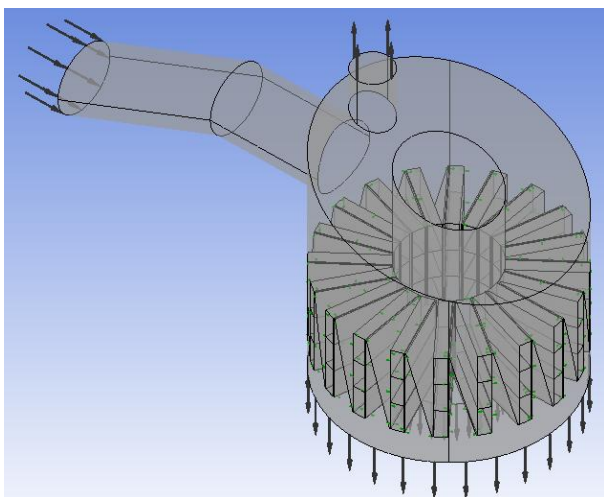


Рис. 1. Расчетная модель сепарационной части СПП-500-1 до модернизации

Исходные данные для расчетов:

- конструкция СПП-500-1 до и после модернизации;
- рабочие параметры СПП-500-1: скорость потока на входе 58,2 м/с, рабочее давление 0,336 МПа;
- рабочая среда – воздух с примесью капель воды;
- объемная концентрация капель воды на входе в сепаратор 15%;
- вода представлена в виде дискретной (дисперсной) фазы (Particle Transport Fluid), при задании воды

используется стандартный материал Water из библиотеки материалов;

– определение граничных условий на стенках: перпендикулярный коэффициент сопротивления (0,2), параллельный коэффициент сопротивления (1) – таким образом учитывается осаждение частиц воды на поверхности стенок, результатом такого процесса являются пленки влаги, образующиеся на стенках и потолке входной камеры и во входном коллекторе.

Порядок проведения расчетов

Этап 1: проведение расчетов двухфазного потока в расчетной модели сепарационной части СПП-500-1 до модернизации.

Этап 2: проведение расчетов двухфазного потока в расчетной модели сепарационной части СПП-500-1 после модернизации, на входе в сепарационные блоки установлены перфорированные листы с одинаковой степенью перфорации 28 %.

Этап 3: проведение расчетов двухфазного потока в расчетной модели сепарационной части СПП-500-1 после модернизации, с целью равномерного распределения потока по сепарационным блокам на входе установлены листы с разной степенью перфорации – напротив входного патрубка – 14 %, в верхней части боковых блоков – 40 %, остальные листы – 28 %.

Этап 4: как и в предыдущем случае, но степень перфорации листов у сепарационных блоков под входным патрубком и у боковых блоков в нижней части изменена на 14 %.

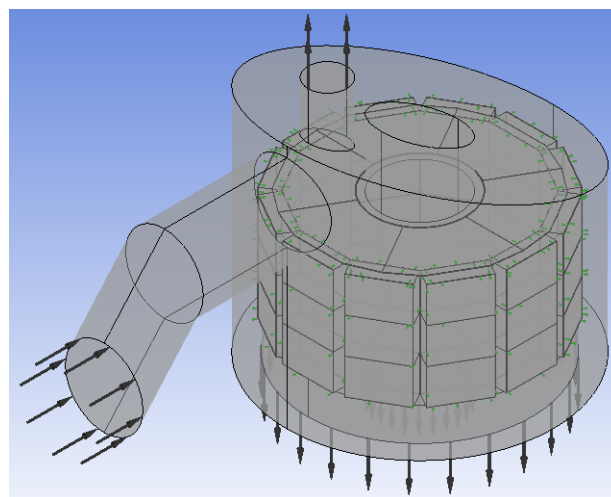


Рис. 2. Расчетная модель сепарационной части СПП-500-1 после модернизации

Этап 5: проведение расчетов двухфазного потока в расчетной модели сепарационной части СПП-500-1 после модернизации с дополнительным перфорированным листом на перекрытии, цель установки данного листа – дополнительная сепарация влаги со стен и потолка входной камеры.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Получено распределение двухфазного потока во входной камере СПП-500-1, построены распределения

скоростей потока по сепарационным блокам. Результаты исследования представлены на рис. 3 – 9.

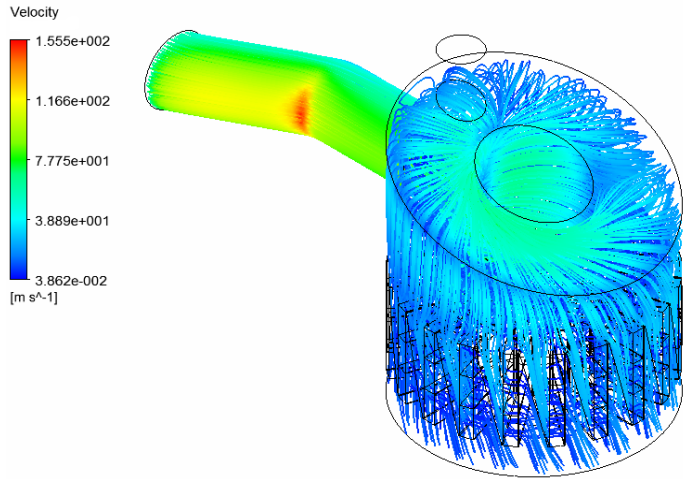


Рис. 3. Линии тока (пространственное распределение потока) в модели сепарационной части СПП-500-1 до модернизации

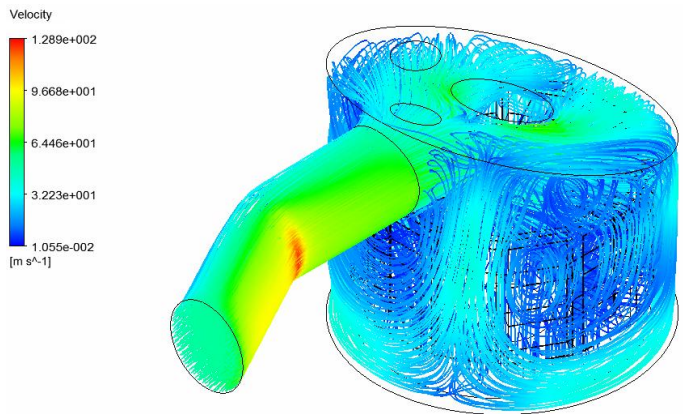


Рис. 4. Линии тока (пространственное распределение потока) в модели сепарационной части СПП-500-1 после модернизации

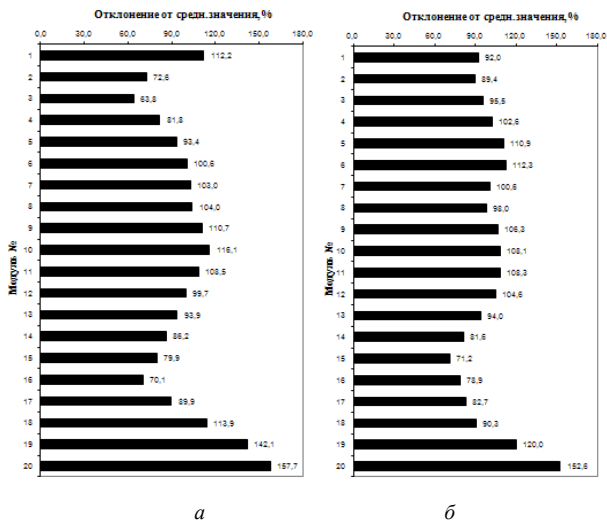


Рис. 5. Эпюры распределения скоростей потока по сепарационным блокам (результаты первого этапа исследования): *a* – при угле подвода потока 0°; *б* – при угле подвода потока 28°

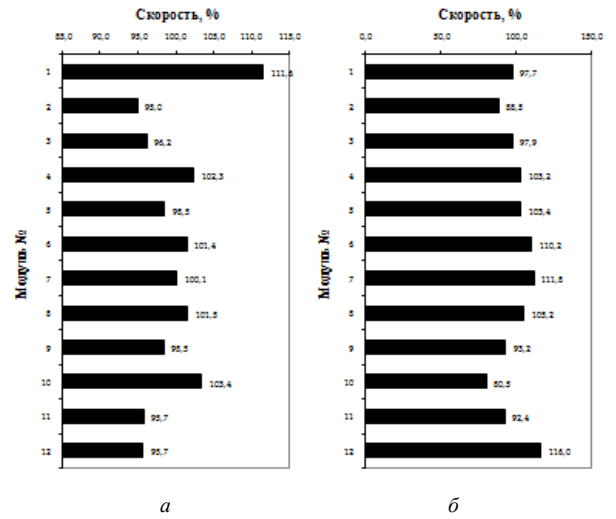


Рис. 6. Эпюры распределения скоростей потока по сепарационным блокам (результаты второго этапа исследования): *a* – при угле подвода потока 0°; *б* – при угле подвода потока 28°

Средняя скорость потока в расчете при угле подвода потока 28° составила 6,08 м/с, при угле подвода потока 0° составила 5,61 м/с. Максимально нагруженным пакетом является пакет, расположенный под входным патрубком. Максимальное отклонение при угле подвода потока 28° составило 16 %, при угле подвода потока 0° – 11,6 %.

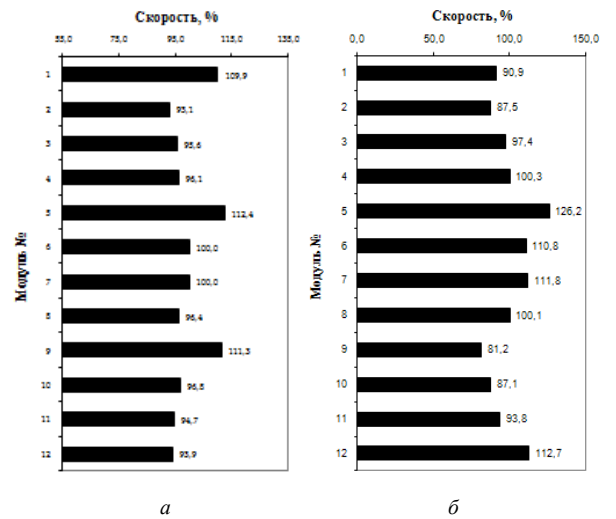


Рис. 7. Эпюры распределения скоростей потока по сепарационным блокам (результаты третьего этапа исследования): *a* – при угле подвода потока 0°; *б* – при угле подвода потока 28°

Средняя скорость потока в расчете при угле подвода потока 28° составила 5,73 м/с, при угле подвода потока 0° составила 6,09 м/с. Максимально нагруженным пакетом является пакет, расположенный под входным патрубком. Максимальное отклонение при угле подвода потока 28° составило 26,2 %, при угле подвода потока 0° – 12,4%. Объяснением увеличения неравномерности потока может быть то, что была изменена геометрия (степень перфорации листов, установленных перед жалюзийными пакетами) и, как следствие, изменилась скорость потока.

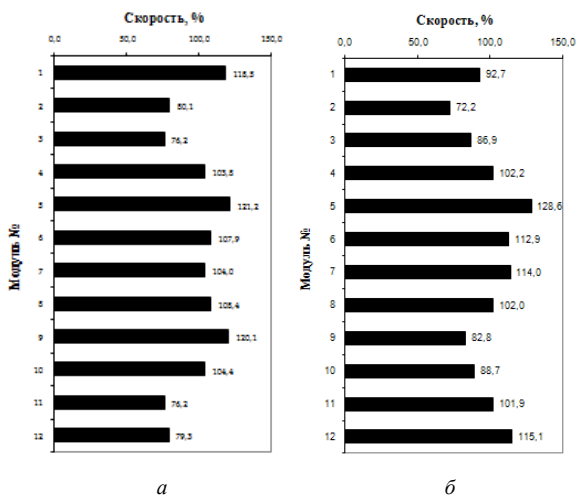


Рис. 8. Эпюры распределения скоростей потока по сепарационным блокам (результаты четвертого этапа исследования): а – при угле подвода потока 0°; б – при угле подвода потока 28°

Средняя скорость потока в расчете при угле подвода потока 28° составила 5,62 м/с, при угле подвода потока 0° составила 5,65 м/с. Максимально нагруженным пакетом является пакет, расположенный под входным патрубком. Максимальное отклонение при угле подвода потока 28° составило 23,4 %, при угле подвода потока 0° – 21,2 %.

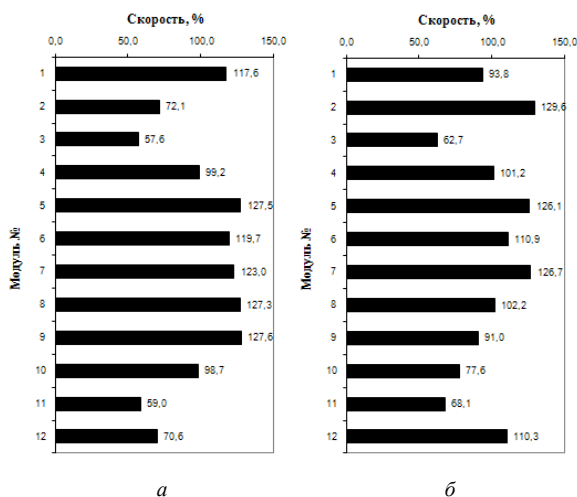


Рис. 9. Эпюры распределения скоростей потока по сепарационным блокам (результаты пятого этапа исследования): а – при угле подвода потока 0°; б – при угле подвода потока 28°

Средняя скорость потока в расчете при угле подвода потока 28° составила 5,21 м/с, при угле подвода потока 0° составила 5,4 м/с. Максимально нагруженным пакетом является пакет, расположенный под входным патрубком.

Максимальное отклонение при угле подвода потока 28° составило 29,6 %, при угле подвода потока 0° – 27,6 %.

Моделирование и анализ полученных результатов позволили обосновать характер неравномерного распределения потока по сепарационным блокам, методика моделирования двухфазного потока адекватно описывает процессы в СПП-500-1.

IV. ВЫВОДЫ

Проанализировав результаты проведенных расчетных исследований, можно сделать следующие выводы:

– жалюзийные пакеты Powervane обеспечивают высокую эффективность влагоудаления;

– установка перед пакетами перфорированных листов с различной степенью перфорации позволяет добиться равномерного распределения скоростей;

– перфорированный лист, перекрывающий низ входной камеры, обеспечивает дополнительный отвод влаги и улучшение в работе сепаратора;

– наиболее нагруженными являются сепарационные блоки, расположенные под входным патрубком, и блоки, расположенные напротив;

– во входной камере имеются области с обратным движением потока среды.

В дальнейшем данная методика моделирования двухфазного потока может быть использована при расчетном анализе на начальных этапах проектирования и модернизации конструкций других СПП и теплообменных аппаратов, разрабатываемых и эксплуатируемых на действующих энергоблоках АЭС.

Список литературы

- [1] Филиппов Г.А., Поваров О.А. Сепарация влаги в турбинах АЭС. М.: Энергия, 1980. 320 с.
- [2] Шишкин А.А., Федорович Е.Д. Опыт эксплуатации промежуточных сепараторов-пароперегревателей турбин Ленинградской АЭС // Труды ЦКТИ. 1981. Вып. 189. С. 3 – 9.
- [3] Егоров М.Ю. Варианты модернизации сепараторов-пароперегревателей Ленинградской АЭС // Ломоносов: Материалы докладов XIV Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. М.: Физический факультет МГУ, 2007. С. 104 – 105.
- [4] Гредасов П.О. Модернизация сепараторов-пароперегревателей СПП-500-1 турбоустановок Ленинградской АЭС // Полярное сияние – 2009: Сборник тезисов докладов XII Международной молодежной научной конференции. М.: НИЯУ МИФИ, 2009. С. 30 – 34.
- [5] Судаков А.В., Легкоступова В.В. Модернизация сепараторов-пароперегревателей СПП-500-1 турбоустановок Ленинградской АЭС // Теплоэнергетика. 2015. № 3. С. 16 – 21.

Необходимость применения натуральных энергетических испытаний

Ю.С. Ляпина, И.Л. Рига, М.М. Султанов

ФГБОУ ВО Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» в г. Волжском
Волжский, Российская Федерация
lyasinajulia@yandex.ru

Энергоэффективность работы ГЭС напрямую зависит от качества работы энергетического оборудования. Увеличивать энергоэффективность нам диктует та система координат, в которой мы сегодня живем и работаем: это ОРЭМ (рынок электроэнергии и мощности), рейтинг компании как ОАО, ФЗ об энергоэффективности и энергосбережении, налог на используемые ресурсы (вода), экологические и другие надзорные органы. Чем выше кпд при производстве электроэнергии и мощности, тем выше энергоэффективность работы ГГ и, соответственно, успешнее компания, владеющая данным производственным комплексом. Оценить энергоэффективность производства можно с помощью энергетических испытаний. Энергетические испытания выполнялись абсолютным и индексным методами. Абсолютный метод предусматривает определение фактических значений кпд. При индексном методе определяется индексное или относительное значение кпд, т.е. степень изменчивости кпд в зависимости от мощности. При проведении испытаний использовались ГОСТ 28842-90 и Международные правила натуральных приемочных испытаний по определению гидравлических характеристик турбин, аккумулирующих насосов и обратимых турбин. По результатам испытаний построена эксплуатационная характеристика гидроагрегата, на которой указаны фактические значения кпд в абсолютных единицах. В процессе энергетических испытаний определены потери напора в водоподводящем тракте. Полученные в результате испытаний графики оптимальных комбинаторных зависимостей сравнивались с рекомендованными заводом-изготовителем и фактическими комбинаторными зависимостями. При несоответствии фактических и оптимальных комбинаторных зависимостей производится наладка комбинаторной связи.

Ключевые слова: энергоэффективность, энергетическое оборудование, энергетические испытания, абсолютный метод, индексный метод.

The need to use actual power tests

J.S. Lyasina, I.L. Riga, M.M. Sultanov

Volzhsy Branch of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Volzhsy, Russian Federation
lyasinajulia@yandex.ru

Energy hydroelectric works depends on the quality of the energy equipment. Increasing the energy efficiency of our dictates that the coordinate system in which we now live and work: it is the wholesale market (electricity and capacity market), ranking the company as OJSC, the Federal Law on energy efficiency and energy saving, tax on used resources (water), environmental and other regulatory authorities. The higher efficiency of the production of electricity and power, the greater the energy efficiency work and SG, respectively, according to the owner of a successful company manufacturing complex. Rate energy efficiency of production can use the power tests. Energy test carried out absolute and index methods. Absolute method involves determining the actual values of efficiency. If the index is determined by the index method, or the relative importance of efficiency, ie, the degree of variability of power efficiency. When testing used GOST 28842-90 and International rules of field acceptance tests to determine the hydraulic characteristics of turbines, accumulating pumps and reversible turbines. According to the results of tests based operational characteristics of the hydraulic unit, which indicated the actual efficiency values in absolute units. During power tests specified pressure losses in water-supply path. The resulting test charts optimal combinatorial dependencies compared to the recommended by the manufacturer and the actual combinatorial dependencies. At discrepancy of the actual and optimal combinatorial dependencies adjustment made combinatorial communication. For large discrepancies are not fixed in adjustment, change the spatial profile of the cam schemer or produce the reprogramming device defining a combinatorial relationship.

Key words: energy efficiency, power generating equipment, energy test, absolute method, the index method.

I. ВВЕДЕНИЕ

Для организации эффективной и надежной эксплуатации гидротурбинных установок необходимо после комплексного их опробования (в период освоения) провести натурные испытания. Эти испытания позволяют: выявить недостатки проектирования, изготовления и монтажа оборудования; проверить выполнение технических условий и заводских гарантий по энергетическим

и механическим характеристикам, гарантий регулирования гидротурбин; проверить надежность отдельных узлов и гидроагрегатов в целом; установить оптимальные режимы и условия работы гидроагрегатов; определить действительные запасы статической и динамической устойчивости гидрогенераторов при параллельной работе в энергосистеме [1].

Энергетические испытания могут выполняться абсолютным и индексным методами.

II. АБСОЛЮТНЫЙ МЕТОД

Абсолютный метод предусматривает определение фактических (абсолютных) значений КПД. При индексном методе определяется индексное, или относительное значение КПД, т.е. степень изменчивости КПД в зависимости от мощности. При проведении испытаний следует руководствоваться требованиями ГОСТ 28842-90 и Международными правилами натурных приемочных испытаний по определению гидравлических характеристик турбин, аккумулирующих насосов и обратимых турбин (стандарт МЭК 4 (ЦБ) 48). При проведении испытаний абсолютным методом рекомендуется использовать наиболее отработанный в отечественной практике метод «площадь – скорость», при котором расход воды определяется интегрированием поля местных скоростей, измеряемых гидрометрическими вертушками. При этом испытания следует проводить при напоре, близком к расчетному. При проведении испытаний абсолютным методом должна быть произведена градуировка расходомерного створа спиральной камеры, которая может быть использована для определения энергетических характеристик в полном диапазоне изменений напора путем проведения испытаний индексным методом.

III. ИНДЕКСНЫЙ МЕТОД

Для проведения испытаний индексным методом необходимо наличие, как минимум, двух пьезометрических выводов из спиральной камеры, расположенных в одном и том же радиальном ее сечении, один из которых размещается на внешнем радиусе спирали, другой – на внутреннем радиусе у статорных колонн. Испытания индексным методом должны проводиться на всех гидроагрегатах ГЭС не менее чем при трех значениях напоров, охватывающих полный диапазон их изменения (при выполнении гарантий завода-изготовителя по высоте отсасывания).

При выполнении работ по модернизации гидротурбинного оборудования рекомендуется выполнять испытания индексным способом как старой, так и вновь установленной гидротурбины.

По результатам испытаний строится эксплуатационная характеристика гидроагрегата, на которой должны быть указаны либо фактические значения КПД (при известной градуировке), либо прогнозируемые значения КПД в абсолютных единицах (полученные из условия равенства максимального значения индексного КПД максимальному значению КПД, гарантированному заводом-изготовителем). В процессе энергетических испытаний должны быть определены потери напора в водоподводящем тракте. Испытания по определению оптимальной комбинаторной зависимости поворотно-лопастных гидротурбин должны проводиться на всех вновь введенных в эксплуатацию гидроагрегатах, а также после замены или модернизации турбинного оборудования не менее чем при трех значениях напоров, охватывающих полный диапазон их изменения. Испытания следует выполнять индексным методом. При этом гидроагрегат должен работать на ручном регулировании с разобранной комбинаторной связью. Оптимальные по КПД соотношения между открытиями направляющего аппарата и углами разворота лопастей рабочего колеса получают из пропеллерных характеристик. Каждая такая характеристика представляет собой зависимость индексного КПД от мощности гидроагрегата при неизменном угле разворота лопастей. В некоторых случаях

такую характеристику удобнее строить при неизменном открытии направляющего аппарата. Полученные в результате испытаний графики оптимальных комбинаторных зависимостей следует сравнить с рекомендованными заводом-изготовителем и фактическими комбинаторными зависимостями. При несоответствии фактических и оптимальных комбинаторных зависимостей следует произвести наладку комбинаторной связи. При больших несоответствиях, не устраняемых наладкой, следует изменить профиль пространственного кулачка комбинатора или произвести перепрограммирование устройства, задающего комбинаторную зависимость.

IV. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА № 20 НА ВОЛЖСКОЙ ГЭС

Целью энергетических испытаний гидроагрегата № 20 на Волжской ГЭС являлось:

- определение формы рабочих характеристик гидроагрегата и гидротурбины;
- определение мощностной и расходной характеристик гидроагрегата;
- проверка гарантий по мощности гидротурбины и соответствия формы фактической рабочей характеристики гидротурбины с данными завода-изготовителя;
- определение оптимальных комбинаторных зависимостей гидротурбины и эксплуатационной характеристики.

Энергетические испытания были проведены при напорах ГЭС 24,15; 21,21 и 17,29 м. В результате испытаний получены индексные энергетические характеристики гидроагрегата и турбины, оптимальные комбинаторные зависимости, эксплуатационная и расходномощностная характеристики [2].

Результаты натурных испытаний показали различия с заводскими характеристиками гидроагрегата. На эксплуатационной характеристике (рис. 1) видно, что при одинаковом КПД и расходе воды можно добиться более высоких показателей по выработке мощности, изменяя напор воды.

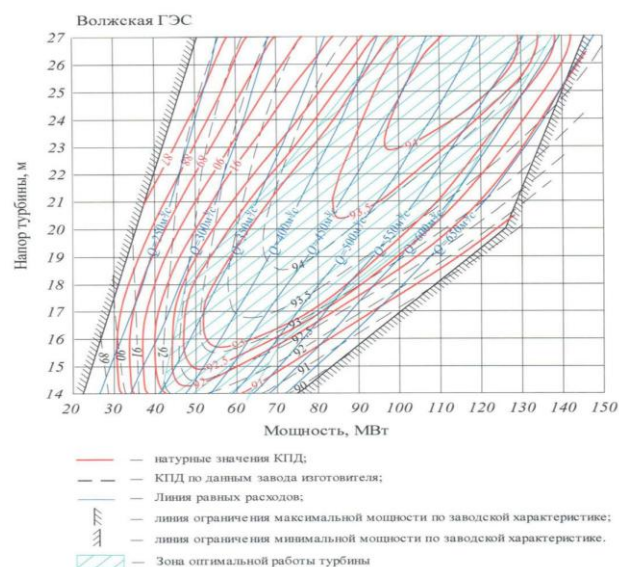


Рис. 1. Натурная эксплуатационная характеристика гидротурбины № 20

V. АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ГИДРОТУРБИНЫ

Проведём анализ режимов гидротурбины при различных напорных характеристиках для $N_s = \text{const}$, равной 80, 90, 100 МВт. Выбор оптимального режима нагрузки гидротурбины будем производить по зависимости:

$$Q = f(N_s, H_\sigma, \eta^{\max}).$$

Результаты приведены в таблице.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА НАГРУЗКИ ГИДРОТУРБИНЫ

Мощность P, МВт						H _б , м
80		90		100		
Q, м/с	η, %	Q, м/с	η, %	Q, м/с	η, %	
536	92,5	616	91,5	700	90,5	17
463	93,3	528	93,3	596	92,5	19
422	93,4	475	93,4	529	93,3	21
375	93,5	418	94,1	464	94,2	24

Для заданного диапазона нагрузок и напорных характеристик определяем наиболее выгодный режим выработки электроэнергии (рис. 2, 3).

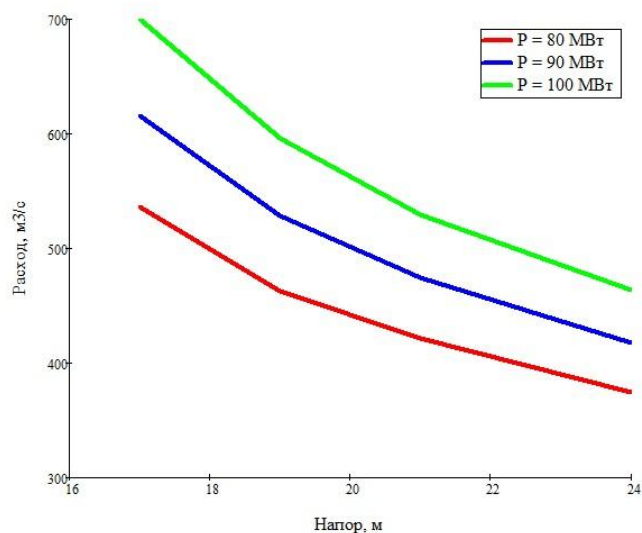


Рис. 2. Зависимость расхода воды от напора

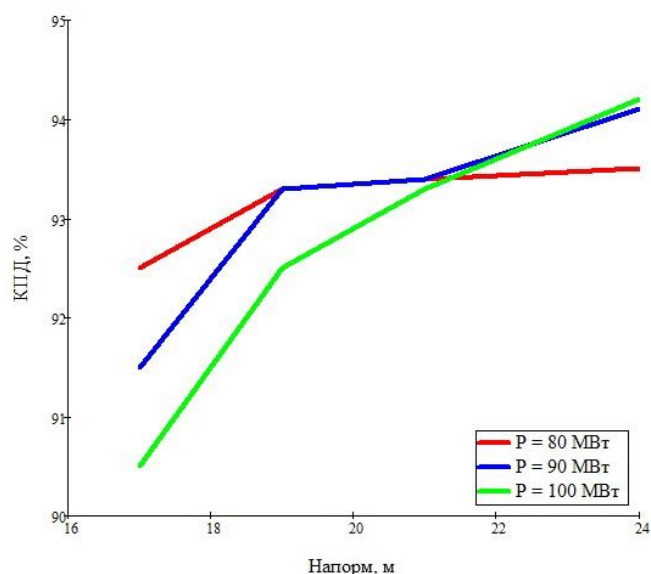


Рис. 3. Зависимость кпд от напора

Из графиков видно, что наиболее оптимальный режим работы гидроагрегата будет при напоре, равном 24 м, кпд 94 %, расходе воды 418 м/с и выработки мощности 90 МВт.

Список литературы

- [1] Методические указания по проведению натурных испытаний гидротурбинных агрегатов при вводе их в эксплуатацию на ГЭС. – Москва: СПО ОРГРЭС, 2001. – 13 с.
- [2] Дмитриев С.Г., Минаков В.А., Козлов Д.Д., Федосеев И.А. Вибрационные испытания гидроэнергетического оборудования. Натурные испытания гидроагрегатов № 13, 20, 21. Проведение вибрационных испытаний гидрогенераторов № 5, 20 для перемаркировки на большую мощность: технический отчет (этап 3) филиала ОАО «Русгидро» – «Волжская ГЭС». – М., 2014. – 75 с.
- [3] Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энерго-снабжающих организаций: РД 153-34.0-03.205-2001. – М.: НЦ ЭНАС, 2001.
- [4] ГОСТ 28842-90. Турбины гидравлические. Методы натурных приемочных испытаний.
- [5] Объем и нормы испытаний электрооборудования: РД 34.45-51.300-97. – М.: ЭНАС, 1998.
- [6] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95.- М.: СПО ОРГРЭС, 1996.

Использование автоматизированных расчетов и программного обеспечения как способ повышения маневренности установок ТЭС

Д.И. Менделеев¹, Ю.Я. Галицкий²

¹ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

²ОАО «Сетевая компания»

Казань, Россия

В настоящее время при проектировании станций, как при строительстве новых, так и при модернизации существующих, используются различные методы для расчетов необходимых параметров. Однако эти методы не универсальны и используются под определенные параметры. На практике возможна ситуация, когда под заданные параметры проект выполнен и успешно завершен, но при смене определенных условий или не всех учтенных факторах оказывается, что необходимы доработки, что в конечном итоге дает дополнительные затраты, влияет на работу оборудования, снижает маневренность установок и т.д. Поэтому в статье рассмотрен вопрос о существующих проблемах и возможности создания универсальных способов расчета параметров, учитывающих дополнительные условия, а также снижающих временные затраты на расчет и возможные недочеты.

Ключевые слова: маневренность установок, модернизация станций, проектирование станций, ПГУ.

Use of automated calculations and software as a way to increase TPP units maneuverability

D.I. Mendeleev¹, Yu.Ya. Galickij²

¹Kazan State Power Engineering University

²JSC «Grid Company»

Kazan, Russian Federation

Currently, the design of the stations both in the construction of new and the modernization of the existing used various methods to calculate the required parameters. However, these methods are not universal and are used under certain parameters. In practice, it is possible that under the given parameters of the project is executed and completed successfully, but when you change certain conditions or not all taken into account factors, it appears that the necessary improvements, which ultimately gives additional costs, impact on the operation of the equipment, reducing maneuverability units etc. Therefore, actual consideration for the creation of universal methods of calculation parameters, taking into account the additional conditions, as well as reducing the time required for calculation and possible shortcomings.

Keywords: maneuverability of units, modernization of stations, designing stations, CCGT.

Выбор наиболее перспективных проектных решений при проектировании новых или модернизации существующих ТЭС (тепловых электрических станций) во многом зависит от применяемых методов анализа тепловой экономичности.

Высокая тепловая экономичность проектного варианта способствует решению задачи энергосбережения и защиты окружающей среды.

Решение таких задач для реальных тепловых схем наиболее целесообразно проводить на основе единых методических принципов, базирующихся на термодинамических категориях и обобщающих накопленный опыт анализа реальных тепловых схем.

Характерной особенностью отечественной энергетики является значительная доля теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) в общем балансе энергогенерирующих мощностей.

Большая продолжительность работы турбоустановок ТЭЦ в теплофикационных режимах должна учитываться в приемах и методах анализа структурных изменений в тепловых схемах.

Результаты сопоставления тепловой экономичности проектных решений являются основой для проведения технико-экономического обоснования предлагаемого к реализации проектного варианта. Во многих случаях лучшее по тепловой экономичности проектное решение соответствует и наиболее эффективному варианту технико-экономических расчетов.

Принятие рационального проектного решения возможно только на основе комплексного анализа. Это говорит том, что развитие известных и создание новых методов анализа тепловой экономичности от изменений, вносимых в реальные тепловые схемы, как на стадии предпроектных разработок новых ТЭС, так и на стадии

оценки вариантов модернизации существующих ТЭС, является и будет оставаться актуальной проблемой теплоэнергетики [1].

В ряде регионов России отмечается острый недостаток электроэнергии при продолжающейся тенденции повышения спроса на нее. Поэтому в последнее время в электрогенерирующих компаниях разрабатываются планы строительства новых электростанций и ввода в действие новых мощностей.

Сооружение установок комбинированного цикла, или ПГУ (парогазовых установок), стало основной тенденцией развития мировой теплоэнергетики в последние два десятилетия. В структуре топливопотребления России для нужд энергетики газ занимает более 50 %, а в некоторых регионах – более 90 %. В кратко- и среднесрочной перспективе газовая генерация остается более эффективной по сравнению с угольной. Это подтверждается и тем, что генерирующие компании пересматривают свои первоначальные программы ввода новых угольных электростанций в пользу парогазовых.

Преимущества ПГУ (высокий КПД, низкая стоимость единицы установленной мощности, короткие сроки возведения, меньший расход воды на единицу вырабатываемой электроэнергии, компактные размеры, более быстрый пуск в работу), в случае их использования при модернизации ТЭС или сооружении новых станций, можно рассматривать как один из этапов повышения маневренности станции. Однако один из недостатков ПГУ – сезонные ограничения мощности (максимальная производительность в зимнее время) и тот факт, что необходим обоснованный и правильный выбор мощности устанавливаемой ПГУ и ее вспомогательного оборудования, – делает непростой задачу повышения маневренности станции только за счет ПГУ.

А учитывая момент, что почти в каждом конкретном случае проектирование, расчет и выбор необходимого оборудования происходит с начального этапа, то возникает возможность недостаточной проработки проекта модернизации или строительства и возможна ситуация, когда под заданные параметры проект выполнен и успешно завершен, но при смене определенных условий или не всех учтенных факторах оказывается, что необходимы доработки, что в конечном итоге дает дополнительные затраты, влияет на работу оборудования, снижает маневренность установок и т.д.

В таком случае нужно рассмотреть варианты, как уйти от данных проблем.

Первым вариантом может быть создание единой базы проблемных ситуаций и способов их решения. Но такой способ не всегда эффективен по некоторым причинам,

среди которых актуальность этой базы, удобство пользования, структурирования и т.д.

Гораздо удобнее и эффективнее использовать автоматизированные расчеты и программное обеспечение, которые будут включать в себя расчеты возможных ситуаций, т.е. проект будет рассчитываться не только под определенные заданные параметры, но и учитывать некоторые возможные изменения этих исходных данных.

Универсальные автоматизированные расчеты могут использоваться в различных сферах – как при проведении необходимых расчетов на предприятиях, позволяя в минимальное время рассмотреть варианты использования оборудования под различные условия, так и при обучении студентов – для приобретения навыков расчетов и проектирования станции и ее отдельных элементов

В результате при расчете на выходе будет несколько вариантов проекта. На первый взгляд, это нелогично, так как нужен один проект, а не несколько. Однако суть автоматизированных расчетов и ПО должна заключаться в следующем: по исходным данным проекта будет произведен расчет для создания небольшого количества базисных вариантов итогового проекта, т.е. ПО используется как первый этап проектирования, и уже эти варианты проектов тщательно прорабатываются и доводятся до окончательного с учетом возможных вариантов. Иначе говоря, на первом этапе проекта экономится время, которое впоследствии используется на более важных этапах проекта. И немаловажен тот факт, что в данном случае можно не решать возникшую проблему по факту, а попытаться не допустить ее изначально, что положительно отразится на показателях работы оборудования и установок ТЭС, в частности на ее маневренности.

Подводя итог, можно сказать, что использование автоматизированных расчетов и ПО позволит повысить маневренность установок ТЭС, но это в теории, так как ставится задача, и весьма непростая, по созданию указанных автоматизированных расчетов и программ, которые позволят реализовать данный способ, а для этого необходимы дальнейшие исследования, сбор информации и анализ уже модернизированных станций и возникающих проблем при эксплуатации.

Список литературы

- [1] Мошкарин А.В. Методы анализа тепловой экономичности и способы проектирования энергетических объектов ТЭС: Автореф. д-ра техн. наук. – М., 1996. 36 с.

Графическая модель проектирования эффективной системы охлаждения крупных электрических машин (турбогенераторов)

А.Н. Минко
ГП УкрНТЦ «Энергосталь»
Харьков, Украина
alexandr.minko@list.ru

В статье рассмотрен вопрос современного подхода проектирования систем охлаждения крупных электрических машин на примере турбогенераторов. Изложен общий подход к реализации проектирования системы вентиляции и отвода тепла из турбогенератора.

Ключевые слова: система охлаждения и вентиляции, нагнетательное устройство, тракт движения среды охлаждения, теплообменный аппарат.

Graphical models design effective cooling large electrical machines (turbogenerators)

A.N. Minko
SE UkrSTC «Energostal»
Kharkov, Ukraine
alexandr.minko@list.ru

In the article the question of the modern approach of designing the cooling systems of large electric machines, for example, turbine generators. It sets out the general approach to the implementation of the design of ventilation and heat dissipation of the turbogenerator.

Keywords: cooling and ventilation system, delivery device, the path of the medium cooling heat exchanger.

I. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

В период, когда энергетическое оборудование, отработавшее свой технический ресурс, требующее не проведения местных ремонтно-восстановительных работ, а полной замены на новое, высокотехнологичное и конкурентоспособное оборудование, возникает необходимость создания и изготовления таких генерирующих агрегатов, которые бы отвечали современным требованиям и тенденциям развития электроэнергетической и машиностроительной отрасли.

В первую очередь, речь идет о замене турбогенераторного парка [1] на машины, созданные в соответствии с современным подходом проектирования крупных электрических машин, новыми материалами, усовершенствованными технологиями изготовления и с учетом минимизации материалоемкости конструкции и повышения экономичности, безопасности и малозатратности при эксплуатации турбогенератора.

Основными требованиями, предъявляемыми к замене устаревшего турбогенераторного оборудования, являются [2]:

1. Повышение установленной мощности энергоблока на 10 – 30 % при сохранении его установочно-габаритных размеров.

2. Уменьшение массогабаритных показателей конструкции для снижения себестоимости агрегата.

3. Согласование нового оборудования с имеющимися системами обеспечения турбогенератора: маслоснабжения подшипников, системой подачи и слива воды из охладителей и обмотки статора, системой возбуждения, системой температурного контроля и мониторинга уровня вибрации и т.д.

4. Отказ от использования водородной среды охлаждения для турбогенераторов среднего класса мощности (200 – 500 МВт) с использованием воздушного охлаждения (в том числе с водяным охлаждением обмотки статора).

Удовлетворение вышеизложенных требований напрямую зависит от степени и качества системы охлаждения, которая реализована в турбогенераторе, и может быть выполнено только при построении высокоэффективной системы отвода тепла из машины. Таким образом, вопрос реализации эффективной системы охлаждения для современных турбогенераторов является актуальной задачей, требующей дополнительного исследования в части создания усовершенствованных моделей и методов проектирования мощных генераторов.

II. МАТЕРИАЛЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

На основании анализа научно-технической литературы, конструкторской документации и многолетнего опыта проектирования крупных электрических машин [3, 4]

предлагается новый подход к построению расширенной графической модели реализации эффективной системы охлаждения и вентиляции конкурентоспособных турбогенераторов (рисунок). Расширенная графическая модель выполнена на основе обобщающей модели, представленной в [5].

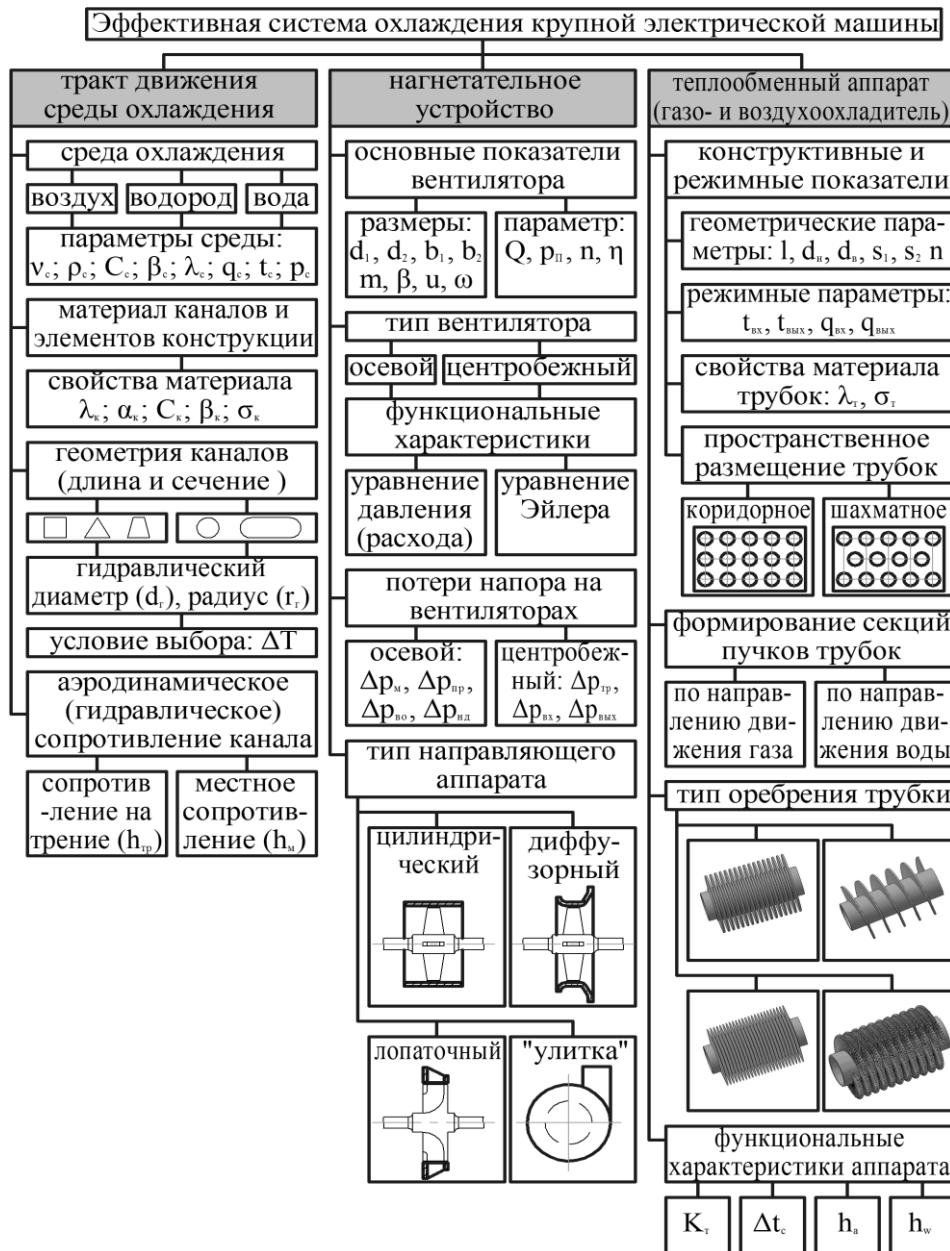
На рисунке изображена в развернутом виде графическая модель реализации системы охлаждения, где обозначены:

– физические параметры среды охлаждения:
 v_c – кинематическая вязкость среды охлаждения, m^2/c ;
 λ_c – теплопроводность среды охлаждения, $Вт/м·К$;

C_c – теплоемкость среды охлаждения, $Дж/К$; β_c – коэффициент теплового расширения среды охлаждения, $К^{-1}$;
 t_c – температура среды охлаждения, $К$; g_c – расход среды охлаждения, $м^3/ч$; p_c – давление среды охлаждения внутри генератора, $Па$; ρ_c – плотность среды охлаждения, $кг/м^3$;

– физические свойства материала:

λ_m – теплопроводность материала канала охлаждения, $Вт/м·К$; α_k – коэффициент теплоотдачи в канале охлаждения, $Вт/(м^2·К)$; C_k – теплоемкость материала канала охлаждения, $Дж/К$; β_k – коэффициент теплового расширения материала канала охлаждения, $К^{-1}$; σ_k – предел текучести материала канала охлаждения, $Па$;



Расширенная графическая модель проектирования системы охлаждения турбогенераторов

– гидравлический диаметр канала (для труб, полностью заполненных средой – водой, $d_r = d_b$), м:

$$d_r = \frac{4 \cdot S_k}{\Pi_{kc}}, \quad (1)$$

где S_k – поперечная площадь канала охлаждения, $м^2$; Π_{kc} – периметр соприкосновения канала охлаждения со средой охлаждения, м; d_b – внутренний диаметр канала охлаждения, м;

– гидравлический радиус канала, м:

$$r_r = \frac{S_k}{\Pi_{kc}}; \quad (2)$$

– условие выбора длины и площади сечения канала охлаждения по допустимому уровню перегрева среды охлаждения, К:

$$\Delta T = \frac{4 \cdot p \cdot l_k}{v_c \cdot \Pi_k \cdot d_r} + \frac{p \cdot v_c^{0,8} \cdot d_r^{0,2}}{0,023 \cdot \lambda_c \cdot v_c^{0,8} \cdot \Pi_k \cdot Pr^{0,4}}, \quad (3)$$

где p – тепловые потери мощности на 1 м³ канала, Вт; l_k – длина канала охлаждения, м; v_c – скорость движения среды охлаждения в канале, м/с; Π_k – периметр канала охлаждения, м; Pr – число Прандтля;

– аэродинамические (гидравлическое) сопротивление канала охлаждения на трение:

$$h_{тр} = \xi_{тр} \cdot \frac{l_k}{d_2} \cdot \frac{\rho_c \cdot v_c^2}{2}, \quad (4)$$

где $\xi_{тр}$ – коэффициент шероховатости стенок канала, который зависит от характера движения среды охлаждения (ламинарный/турбулентный), о.е.;

– местное аэродинамические (гидравлическое) сопротивление канала охлаждения:

$$h_m = \zeta_m \cdot \frac{\rho_c \cdot v_c^2}{2}, \quad (5)$$

где ζ_m – коэффициент местного сопротивления канала, который зависит от геометрии канала: поворот, диффузор, конфузор, тройники, крестовины и т.д., о.е.;

– основные размеры вентилятора: d_1, d_2 – внутренний и наружный диаметр вентилятора, соответственно, м; m – количество лопаток вентилятора, шт; B_1, B_2 – ширина профиля лопатки у ее основания и на конце соответственно, м; ω – вектор относительной скорости потока, о.е.; u – вектор окружной скорости потока, о.е.; β – угол направления потока между ω и u , град.

– основные параметры вентилятора: g_n – номинальный (паспортный) расход газа, на вентиляторе, м³/ч; p_n – номинальное (паспортное) давление, создаваемое вентилятором, Па; n – частота вращения вентилятора, Гц; μ_n – коэффициент полезного действия вентилятора при нормальных условиях, о.е.;

– уравнение давления (расхода) вентилятора, Па:

$$\frac{Q^2}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \Delta R \cdot u_2} + \frac{(p_t - \rho_c \cdot u_2^2)^2}{(\rho_c \cdot u_2^2)^2} = 1, \quad (6)$$

где Q – производительность вентилятора, м³/ч; R – радиус, на котором находится вентилятор относительно оси вращения рабочего колеса, м; ΔR – толщина профиля лопатки вентилятора, м; u_2 – окружная скорость потока газа на конце лопатки, м/с; p_t – полное теоретическое давление, создаваемое вентилятором, Па;

– уравнение Эйлера для нагнетательных устройств:

$$p_t = \rho_c \cdot (u_2 \cdot v_{2u} - u_1 \cdot v_{1u}), \quad (7)$$

где u_1 – окружная скорость потока газа у основания лопатки, м/с; v_{1u}, v_{2u} – окружная составляющая общей

абсолютной скорости газа у основания лопатки и на ее конце соответственно, м/с;

– аэродинамические потери в осевых вентиляторах: Δp_m – потери на местных сопротивлениях и от трения, Па; $\Delta p_{пр}$ – потери на профиле лопаток при входе на вентилятор, Па; $\Delta p_{во}$ – потери на вихреобразование в межлопаточных каналах колеса, Па; $\Delta p_{нд}$ – потери при малых расходах газа, при создании его неупорядоченного движения, Па; $\Delta p_{кс}$ – потери на преобразование кинетической энергии потока в статическое давление, Па;

– потери на трение в центробежном вентиляторе, Па:

$$\Delta p_{тр} = \left(\frac{\rho_c}{2} \right) \cdot \lambda_{тр} \cdot \left(\frac{l_k}{d_k} \right) \cdot \left(\frac{q_c}{F_k} \right)^2, \quad (8)$$

где $\lambda_{тр}$ – коэффициент трения газа о поверхности вентилятора, о.е.; q_c – объемный расход газа за единицу времени, м³/с; F_k – поперечное сечение канала охлаждения, м²;

– потери на входе в центробежный вентилятор, Па:

$$\Delta p_{вх} = \mu_k \cdot u_2^2 \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right) \cdot \left(\frac{Q_f}{Q} - 1 \right)^2, \quad (9)$$

где μ_k – коэффициент уменьшения потерь из-за конечного числа лопаток ($\mu_k = 0,7 \dots 0,9$), о.е.; d_1, d_2 – диаметр вентилятора у основания лопатки и на ее окончании соответственно, м; Q_f – фактическая производительность вентилятора, при которой определяются потери, м³/ч;

– потери на выходе из центробежного вентилятора, %:

$$\Delta p_{вых} = \frac{\rho_c}{2} \cdot (v_2^2 - v_n^2), \quad (10)$$

где v_n – скорость газа на стороне повышенного давления в нагнетательной камере, м/с; v_2 – скорость газа на выходе из вентилятора (максимальная скорость, развиваемая вентилятором), м/с;

– геометрические показатели теплообменника, где n – количество трубок охлаждения, шт.; S_1, S_2 – расстояние между рядами трубок и трубками в ряду соответственно, м; l – длина трубки с оребрением, м; d_b, d_n – внутренний и наружный диаметр трубки охлаждения соответственно, м;

– режимные параметры теплообменника: $t_{вх}, t_{вых}$ – температура воды и газа на входе и выходе из газоохладителя соответственно, К; $q_{вх}, q_{вых}$ – расход воды и газа на входе и выходе из газоохладителя соответственно, м³/ч;

– свойства материала трубки охлаждения: λ_t – теплопроводность материала трубки охлаждения, Вт/м·К; σ_k – предел текучести материала трубки охлаждения, Па;

– реальный коэффициент теплоотдачи в теплообменнике, Вт/(м²·К):

$$K_T = \left(\frac{1}{\alpha_{вн}} \cdot \frac{f_a}{f_w} + \frac{1}{\alpha_{пр}} \right)^{-1}, \quad (11)$$

где $\alpha_{вн}$ – внутренний коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К); f_w – 1 метр теплоотдающей поверхности трубки, омываемой водой, м²; f_a – 1 метр теплоотдающей

поверхности трубки, омываемой газом, м²; $\alpha_{пр}$ – приведенный коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К);

– средняя логарифмическая разность температур при противотоке, °С:

$$\Delta T = \Delta T_a - \Delta T_w / \ln \left(1 + \frac{\Delta T_a - \Delta T_w}{T_a - T_w} \right), \quad (12)$$

где ΔT_a – превышение температуры газа в охладителе, °С; ΔT_w – превышение температуры воды в охладителе, °С; T_a – температура газа, выходящего из охладителя, °С; T_w – температура воды, выходящей из охладителя, °С;

– падение напора газа в охладителе, Па:

$$h_a = Eu \cdot \rho_a \cdot q_a \cdot v_a^2, \quad (13)$$

где Eu – число Эйлера; ρ_a – плотность газа, кг/м³; q_a – расход газа через охладитель, м³/ч; v_a – скорость газа в охладителе, м/с;

– падение напора воды в охладителе, Па:

$$h_w = \left(0,03 \cdot \frac{l_T}{d_{en}} + 3,5 \right) \cdot \frac{v_w^2 \cdot \rho_w}{2} \cdot q_w \cdot q_{mw}, \quad (14)$$

где ρ_w – плотность газа, кг/м³; g_w – расход газа через охладитель, м³/ч; g_{mw} – количество секций соединенных параллельно по направлению движения воды, шт.

Изложенная выше графическая модель проектирования эффективной системы охлаждения обобщает и систематизирует современные подходы к реализации современных систем вентиляции и охлаждения крупных электрических машин (турбогенераторов) и может быть полезна в теории и на практике, при проведении расчетных и конструкторских разработок.

В результате для определения рабочих показателей нагнетательного устройства (центробежного вентилятора) и газоохладителей предлагается использовать [6] – компьютерную программу Fahrenheit. Кроме того, для определения эксплуатационных параметров теплообменников предлагается использовать теоретические положения [7] и практические рекомендации, изложенные в [8].

Выводы. Для проектирования и реализации систем охлаждения и вентиляции крупных электрических машин предлагается использовать разработанную графическую модель, которая позволяет учитывать три основных компонента процесса теплообмена в турбогенераторе: нагнетательное устройство, тракт движения охлаждающей среды и узел теплообменных аппаратов.

Список литературы

- [1] Минко А.Н., Гордиенко В.Ю. Турбогенераторы с оптимальными массогабаритными параметрами взамен отработавших свой ресурс без разрушения исходного фундамента / Энергетика та електрифікація. – 2011. – № 6. – С. 37 – 42.
- [2] Кузьмин В.В., Шевченко В.В., Минко А.Н. Оптимизация массогабаритных параметров неактивных частей турбогенераторов: Монография. – 2012. – 246 с.
- [3] Шевченко В.В., Минко А.Н. Развитие систем охлаждения и оптимизация конструкций турбогенераторов: монография. – Харьков: Издатель Иванченко И.С., 2013. – 242 с.
- [4] Минко А.Н. Моделирование теплообменных процессов в трубах охлаждения газоохладителей для модернизации турбогенераторов / А.Н. Минко // Електромеханічні процеси та енергетичні системи методи моделювання та оптимізації. 36. наук. праць XIII Між-ної науково-технічної конференції молодих учених місто Кременчук 8–9 квітня 2015 р. – Кременчук: КрНУ, 2015. – С. 233 – 234.
- [5] Минко А.Н. Построение графической модели реализации эффективной системы охлаждения крупных электрических машин (турбогенераторов) / Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI Международной научно-технической конференции, 9–13 ноября 2015, Иваново. – В 2 т. Т 2. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – С. 422 – 425.
- [6] Кузьмін В.В., Мінко О.М., Шевченко В.В., Гордієнко В.Ю. Свідectво про реєстрацію авторського права на твір № 39709 від 16.08.2011 «Комп'ютерна програма Fahrenheit v.0.1».
- [7] Минко А.Н., Гордиенко В.Ю. Математическая модель теплообменника для турбогенераторов с воздушной системой охлаждения / Энергетика та електрифікація. – 2012. – № 11. – С. 23 – 25.
- [8] Пат. № 73346 Украина, МПК H02K 9/00. Теплообмінник потужних електричних машин / А.Н. Минко, К.А. Кобзарь и др.; заявитель и патентообладатель ГП завод «Электротряж-маш» – u 2012 01391; заявл. 09.02.2012; опуб. 25.09.2012. – Бюл. № 18.

Разработка установки струйно-вихревой газификации низкорекреационных твердых топлив на ТЭС

В.С. Пряткина

ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова»
Новочеркасск, Россия
vera_pryatkina@mail.ru

Разработана установка струйно-вихревой газификации, реализующая метод газификации низкорекреационного пылевидного топлива в восходящем потоке, активированного наноматериалами окислителя, и выявлены ее преимущества по сравнению с аналогами (высокая производительность и интенсификация процесса в целом). Разработанная установка позволяет получить генераторный газ с высокой теплотой сгорания и температурой и может быть рекомендована для включения в технологическую схему ТЭС. Горячий генераторный газ из установки смешивается с основным топливом в горелках котла, что позволит не только отказаться от «подсветочного» топлива, но и снизит недожог угля.

Ключевые слова: газификация угля, математическое моделирование, тепловые электрические станции.

Development of the installation of jet-vortex gasification of solid fuels in thermal power plants

V.S. Pryatkina

«South-Russian State Polytechnic University named after M.I. Platov» (Novocherkassk Polytechnic Institute)
Novocherkassk, Russian Federation
vera_pryatkina@mail.ru

The installation of a gasification of solid fuels in an upward jet-vortex flow by the oxidant, activated by nanocatalyst is designed. The advantages of the installation are increased productivity and the intensification of the gasification process. The developed installation produces a producer gas with high calorific value and temperature. Hot producer gas from the installation is mixed with the main fuel in the burners of the boiler. This allows not only to replace natural gas for producer gas, but also reduce the incomplete combustion of coal in thermal power plants.

Keywords: coal gasification, mathematical model, thermal power plants.

1. ВВЕДЕНИЕ

Всем известно, что в настоящее время для сжигания низкорекреационного угля в горелки котла дополнительно подается дорогостоящее «подсветочное» топливо (природный газ или мазут). Добиться более эффективного и экологически чистого использования угля и исключить необходимость в «подсветочном» топливе можно путем включения установки пылевидного топлива перед пылеугольными горелками котла. Пылевидное топливо, как правило, газифицируют в парокислородном потоке при температуре 1500 °С и избыточном давлении [1].

Существующие технические решения газификации пылевидного топлива в парокислородном потоке обладают рядом недостатков, наиболее существенные из них это:

- высокое потребление кислорода;
- высокий износ оборудования вследствие высоких температур и давления в камере газификации.

Кроме того, они не предназначены для условий работы на тепловых электростанциях, поэтому была поставлена

задача создания установки струйно-вихревой газификации низкорекреационных топлив, направленная на повышение производительности и интенсификацию процесса газификации в целом.

При этом разрабатываемая установка должна обеспечить параметры, представленные в таблице.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ УСТАНОВКИ ГАЗИФИКАЦИИ

Параметр	Значение
Теплота сгорания генераторного газа	5–10 МДж/м ³
Температура генераторного газа на выходе из установки	1 000 °С
Коэффициент избытка воздуха	0,2
Давление в камере газификации	Атмосферное
Количество горючих компонентов в генераторном газе	не менее 60 % об.
Расход топлива	3–5 т/ч

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

При разработке установки струйно-вихревой газификации пылевидного топлива использовались результаты математического моделирования для одномерного потока многокомпонентной смеси.

Основными соотношениями в разработанной математической модели являются обыкновенные дифференциальные уравнения, отражающие закон сохранения энергии для одномерного стационарного потока в кольцевом канале газификатора и закон сохранения массы для компонентов, участвующих в химических реакциях реагирования углерода с окислителем.

Уравнение энергии для одномерного стационарного потока многокомпонентной смеси:

$$(\rho w)_{см} c_{см} \frac{dT}{dz} = \sum_{i=0}^{i_{max}} Q_i^v - q_n \frac{P_n}{F} - q_v \frac{P_v}{F} - \frac{dq_{л}}{dz}, \quad (1)$$

где $(\rho w)_{см}$ – массовая скорость смеси, $кг/(м^2 \cdot с)$; $c_{см}$ – удельная изобарная теплоемкость смеси газообразных и твердых компонентов, $кДж/кг \cdot К$; T – абсолютная температура, $К$; Q_i^v – количество теплоты, которое выделяется в единице объема за единицу времени в результате i -й химической реакции, $кДж/м^3 \cdot с$; q_n, q_v – плотность теплового потока на наружной и внутренней цилиндрической поверхности кольцевого канала, $кДж/(м^2 \cdot с)$; P_n, P_v – наружный и внутренний периметр канала соответственно, $м$; F – поперечное сечение кольцевого канала, $м^2$; $q_{л}$ – плотность результирующего лучистого теплового потока на поперечном сечении кольцевого канала (направлена вдоль оси z), $кДж/(м^2 \cdot с)$.

Уравнение сохранения массы для одномерного стационарного потока многокомпонентной смеси:

$$\frac{d(w\mu_j^v)}{dz} = (M_v^z)_j, \quad (2)$$

где w – скорость потока (газа), $м/с$; μ_j^v – истинная концентрация j -го компонента, $кг/м^3$; $(M_v^z)_j$ – скорость образования (плюс) или исчезновения (минус) j -го компонента в единице объема.

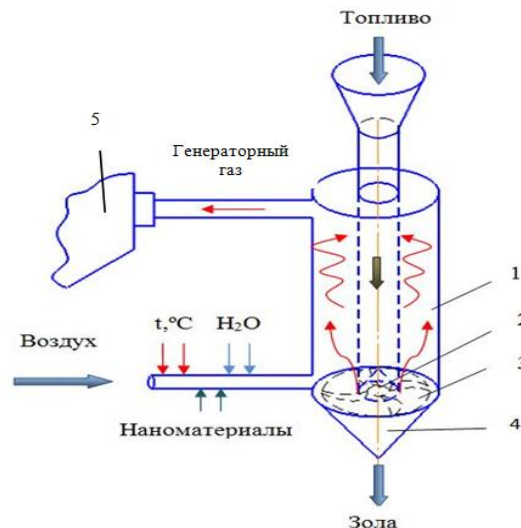
Совместное решение системы уравнений (1) и (2) позволяет рассчитать объемные доли компонентов генераторного газа в зависимости от температуры и избытка воздуха.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Разработана установка струйно-вихревой газификации (рисунок), реализующая метод газификации низкорекреакционного пылевидного топлива в восходящем потоке, активированного наноматериалами окислителя, и выявлены ее преимущества по сравнению с аналогами (высокая производительность и интенсификация процесса в целом).

Камера газификации 1 представляет собой цилиндрический канал, в который поступает пылевидное топливо с помощью шнекового питателя. Расход топлива дополнительно регулируется рассекателем потока 2. Одновременно с подачей угольной пыли горячая воздушная или паровоздушная струя дутьевым вентилятором подается в камеру газификации и закручивается лопастным

аппаратом 3. Далее происходит интенсивное смешение топлива с окислителем в восходящем струйно-вихревом потоке с интенсификацией переноса тепла и массы. Образующийся генераторный газ направляется в горелку 5, где смешивается с основным топливом, а зола осаждается в бункере приема золы 4.



Принципиальная схема работы установки предвключенной газификации

Преимуществом газификации угля в потоке окислителя является возможность переработки любой марки углей, в том числе низкорекреакционных. С целью интенсификации процесса газификации и уменьшения недожога топлива в данном методе предлагается использовать наноматериалы для активации кислорода, содержащегося в воздушном дутье. Как показали экспериментальные исследования [2], такие углеродные наноматериалы, как фуллерены, астралены, способствуют в условиях электромагнитного излучения фотофизическим реакциям образования синглетно-возбужденного состояния контактирующего с ними молекулярного кислорода воздуха. При этом реагирование углерода с активированным окислителем идет со значительно большей кинетической эффективностью по сравнению с использованием известных форм активного кислорода (атомарный кислород и озон).

IV. ВЫВОДЫ

Разработанная установка позволяет получить генераторный газ с высокой теплотой сгорания и температурой и может быть рекомендована для включения в технологическую схему ТЭС. Горячий генераторный газ из установки смешивается с основным топливом в горелках котла, что позволит не только отказаться от «подсветочного» топлива, но и снизит недожог угля за счет двухступенчатой переработки углей.

Список литературы

- [1] Christopher Higman, Maarten van der Burgt. Gasification (Second Edition) / Gulf Professional Publishing, 2008. 416 p.
- [2] Ефимов Н.Н. Способ повышения активности окислителя в процессах воспламенения и горения твердых топлив / А.С. Ошепков, А.В. Рыжков, Д.А. Шафорост // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2011. № 6. – С. 53 – 55.

Секция № 2

ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ

- Высоковольтные линии электропередач
- Силовые и измерительные трансформаторы, реакторы, конденсаторы, синхронные компенсаторы
- Коммутационное оборудование
- Распределительные устройства станций и подстанций



Scientific sections № 2

ELECTRICAL NETWORK EQUIPMENT

- Transmission lines
- Power and instrument transformers
- Reactors, capacitors, synchronous capacitors, switchgears
- Stations and substations switching equipment

Применение металлических экранов для обеспечения электромагнитной совместимости в КРУ 6(10) кВ

К.С. Аверьянова¹, Н.В. Безменова¹

¹ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
aees@rambler.ru

Широкое применение микропроцессорной релейной защиты (МППЗ) в комплектных распределительных устройствах (КРУ) напряжением 6(10) кВ с большими токами нагрузки (до 3150 А) поставило задачу обеспечения электромагнитной совместимости (ЭМС) по магнитным полям промышленной частоты (50 Гц), которые являются серьезной причиной нарушений в работе вторичных технических устройств (ТУ) распределительных подстанций. В связи с конструктивно ограниченными расстояниями между силовыми шинами с рабочими токами нагрузки и корпусами ТУ, в первую очередь МППЗ, основным способом обеспечения ЭМС по магнитным полям промышленной частоты является выбор расстояний между металлическими экранами (стенками КРУ) и шинами с током нагрузки.

Ключевые слова: электромагнитная совместимость, магнитное поле промышленной частоты, напряженность, симметричные трехфазные токи, металлический экран, магнитная проницаемость, комплектное распределительное устройство.

Application metal screen for EMC in the switchgear 6 (10) kV

K.S. Averyanova¹, N.V. Bezmenova¹

¹Samara State Technical University, Samara
Russian Federation
aees@rambler.ru

The widespread use of microprocessor relay protection in the complete switchgear voltage of 6 (10) kV with high load currents (up to 3150 A) set a target to ensure electromagnetic compatibility (EMC) for magnetic fields of industrial frequency (50 Hz), which are a major cause of disruption to the secondary technical devices (TD) distribution substations. Due to the design constraints distances between the power buses with working load currents and enclosures, primarily microprocessor relay protection, the main way to ensure EMC for power frequency magnetic fields is the choice of the distance between the metal screens and buses with load current.

Keywords: electromagnetic compatibility, the magnetic field of industrial frequency, intensity, balanced three-phase currents, metal screen, magnetic permeability, complete switchgear.

В большинстве конструкций КРУ между трехфазными шинами с рабочими токами промышленной частоты до 4000 А и корпусами МППЗ, чувствительными к магнитным полям, имеются металлические перегородки, представляющие собой экраны, которые существенно снижают напряженности МППЧ.

Для расчета напряженностей МППЧ в воздушном пространстве за экранами были разработаны математические модели, алгоритмы и программы для ЭВМ, как для одиночных шин с током промышленной частоты и плоским металлическим экраном с использованием геометрической модели, представленной на рисунке.

Поскольку расстояния, существующие в КРУ, существенно меньше длины волны напряженности магнитного поля при промышленной частоте 50 Гц, все зависимости определяются соотношениями, характерными для ближней зоны.

Из рисунка видно, что пространство между шинами и контрольными точками можно разделить на три участка: на расстояние от центра шины до передней стенки экрана R_1 , м; на расстояние $R_2 = R_1 + z$, дополнительно учитывающее толщину экрана z , м, или ее геометрическую составляющую в направлении между центром шины и контрольной точкой; на расстояние от центра шины до контрольной точки R_i , м.

Значение напряженности МППЧ до передней стенки экрана $H_1(I)$ в воздушном пространстве можно определить по выражениям (1) – (3) для одиночных проводников ограниченной длины:

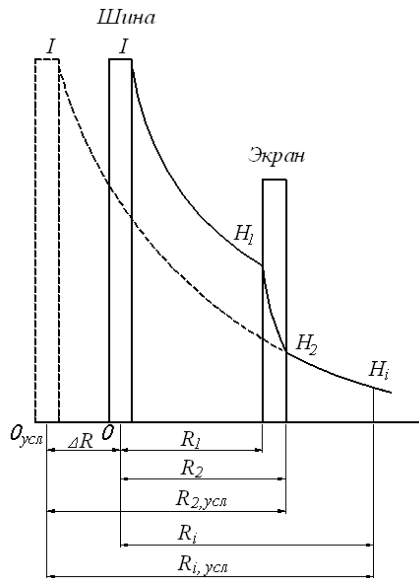
$$H_{b,R=\text{var};L=\text{var}} = \frac{I \cdot 0,12 \cdot (\ln L + 3,29)}{2 \cdot \pi \cdot R^{1,4}}, \quad (1)$$

а по оси широкой стороны шин напряженность МППЧ $H_{h,R=\text{var};L=\text{var}}$ определяются в виде:

$$H_{h,R=\text{var};L=\text{var}} = \frac{I \cdot 0,15 \cdot (\ln L + 3,11)}{2 \cdot \pi \cdot R^{1,4}}, \quad (2)$$

напряженность МППЧ в пространстве между осями широкой H_h и узкой H_b сторонами шины от центра шины до контрольной точки окружающей среды определяется по выражению

$$H_\varphi = \frac{H_h \cdot H_b}{\sqrt{H_h^2 \cdot \sin^2 \varphi + H_b^2 \cdot \cos^2 \varphi}}. \quad (3)$$



Геометрическая модель для определения напряженности МППЧ в пространстве за плоским (незамкнутым) экраном

Значения напряженности МППЧ в металлическом экране и на задней стенке экрана H_2 можно определять без учета отраженной волны, которая по результатам эксперимента для напряженностей промышленной частоты 50 Гц не превышает 2-4 %, по отношению к падающей волне по выражению вида:

$$\dot{H}_2 = \dot{H}_1 \cdot e^{-(1+j)kz}, \quad (4)$$

где H_1 – напряженность МППЧ на границе раздела диэлектрик – проводящая среда (падающая волна); z – толщина проводящей стенки (экрана); k – коэффициент распространения в металле:

$$k = \sqrt{\frac{\omega \cdot \mu \cdot \gamma}{2}}, \quad (5)$$

где ω – круговая частота; μ – абсолютная магнитная проницаемость металла; γ – удельная проводимость металла экрана.

Далее без учета экрана, используя выражения (1) – (3) и заменяя расстояния от задней стенки экрана R_2 , м, до проводника с током I , А, на условное расстояние $R_{2,\text{усл}} = R_2 + \Delta R$, м:

$$R_{2,\text{усл}} = R_2 + \Delta R = f(H_2, I), \quad (6)$$

где ΔR – расстояние между реальным и условным положением проводника с током.

При этом значения напряженности МППЧ H_i , А/м, включая и нормируемые, в контрольных точках за экраном можно определять по соотношению

$$H_i = f(I, R_{i,\text{усл}}), \quad (7)$$

где $R_{i,\text{усл}} = R_i + \Delta R$ – условное расстояние до контрольной точки i в пространстве за экраном, м.

Как правило, в КРУ известными являются толщина внутренних и наружных металлических стенок, т.е. экранов, и значения относительной магнитной проницаемости μ_a , о.е., металлических стенок, как правило, определяемых экспериментальным путем.

В соответствии с этим для определения и обеспечения условий ЭМС предложена методика выбора параметров металлических экранов в виде допустимых значений толщины экрана z , мм, или допустимой относительной магнитной проницаемости металла экрана μ_a , о.е.; места расположения экрана R_1 , м, по отношению к проводнику с током I ; места расположения контрольной точки i , м, в частности корпуса МПРЗ в ячейке КРУ, для принятого нормируемого значения напряженности магнитного поля $H_{\text{норм}}$ в контрольной точке при заданных значениях одиночного тока нагрузки I , А, промышленной частоты, например при протекании однофазного тока трехфазной нагрузки в одной из трех шин КРУ.

Таким образом, необходимую толщину экранов z , т.е. толщины отдельных стенок КРУ (эквивалентной толщины группы стенок) для обеспечения условий ЭМС $H_{ik} \leq H_{\text{норм}}$ в контрольной точке при известной относительной магнитной проницаемости металла экранов μ_a , о.е., можно определить с помощью выражения

$$z = \sqrt{\frac{[-\ln(1/k_{\text{экр}})]^2}{\omega \cdot \mu_a \cdot \mu_0 \cdot \gamma_{\text{cp}}}} \quad [\text{м}]. \quad (8)$$

Если ставится задача определения необходимой относительной магнитной проницаемости металла экрана для обеспечения условий ЭМС в контрольной точке при известной (заданной) толщине экрана, то для ее решения можно воспользоваться выражением вида

$$\mu_a = \frac{[-\ln(1/k_{\text{экр}})]^2}{\omega \cdot \mu_0 \cdot \gamma_{\text{cp}} \cdot z_{\text{экр}}^2},$$

где $k_{\text{экр}} = H_2(I)/H_1(I)$ – коэффициент экранирования металлической стенки.

Список литературы

- [1] ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001). Совместимость технических средств электромагнитная. Требования и методы испытаний. – М.: Стандартинформ, 2007. – 26 с.
- [2] Салтыков В.М., Сайдова Н.В., Копичникова И.В. Условия обеспечения электромагнитной совместимости по магнитным полям промышленной частоты // Технологии ЭМС. – 2009. – № 4. – С. 18–22.
- [3] Безменова Н.В., Салтыков В.М. Электромагнитные поля промышленной частоты в электрических сетях и распределительных установках. – М.: Машиностроение, 2011. – 206 с.

Проблемы применения линий электропередач постоянного тока

В.А. Агапов, Д.А. Копылов, С.В. Митрофанов
ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет»
Оренбург, Россия
vladagap2103@gmail.com

Передача электроэнергии по линиям электропередач характеризуется большими потерями. На сегодняшний день встает проблема передачи больших мощностей на дальние расстояния, где более целесообразно применение линий постоянного тока. Данные линии имеют ряд преимуществ перед линиями переменного тока, однако они имеют определенную проблематику сооружения, а также имеется неясность при моделировании и проектировании, поскольку на сегодняшний день нет определенной методики для проектирования.

Ключевые слова: линии постоянного тока, линии переменного тока, высоковольтные линии электропередач, выпрямитель, инвертор, пропускная способность.

Problems of application of power lines of the direct current

V.A. Agapov, D.A. Kopylov, S.V. Mitrofanov
Orenburg State University
Orenburg, Russian Federation
vladagap2103@gmail.com

Transmission of the electric power on power lines is characterized by big losses. Today there is a problem of transmission of big capacities to a long distance where application of lines of a direct current is more expedient. These lines have a row of advantages before lines of an alternating current, however they have a certain perspective of a construction, and also there is vagueness in case of simulation and design as there is no certain technique for design today.

Keywords: lines of a direct current, line of an alternating current, high-voltage power lines, rectifier, inverter, throughput.

I. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Система электроснабжения характеризуется непрерывным ростом нагрузок. При передаче такой большой мощности по ЛЭП возникает проблема с ее ограниченной пропускной способностью. Помимо этого, в линиях присутствуют весьма значительные потери, которые необходимо уменьшать. На сегодняшний день встает проблема передачи больших мощностей на дальние расстояния, где более целесообразно применение линий постоянного тока. Данные линии имеют ряд преимуществ перед линиями переменного тока, однако они имеют определенную проблематику сооружения, а также имеется неясность при моделировании и проектировании, поскольку на сегодняшний день нет определенной методики для проектирования.

Цель работы: рассмотреть проблемы применения ЛЭП на постоянном токе и предложить пути их решения.

Задачи:

- 1) обосновать целесообразность применения ЛЭП постоянного тока на дальние расстояния;
- 2) проанализировать проблемы применения ЛЭП постоянного тока;
- 3) разработать методику проектирования подстанции на постоянном токе.

II. ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ЛЭП ПОСТОЯННОГО ТОКА

Линии постоянного тока применяют в следующих случаях:

- если необходимо согласовать 2 энергосистемы по частоте;
- на сверх- и ультравысокие напряжения;
- при наиболее удаленных передачах большой мощности.

Достоинствами ЛЭП постоянного тока являются:

- сравнительно небольшие потери при передаче энергии с переменным током [1];
- повышение уровня электробезопасности [2];
- при отсутствии трансформаторов по ЛЭП можно передавать и другие сигналы;
- более высокая пропускная способность [3].

На рис. 1 представлен график зависимости протяженности линии от ее мощности при напряжении линии переменного тока 1150 кВ. Как видно из графика, при протяженности линии 800 км она имеет постоянную мощность, затем наблюдается резкий спад, что обосновано

ывает неприменимость ЛЭП данного вида на дальние расстояния.

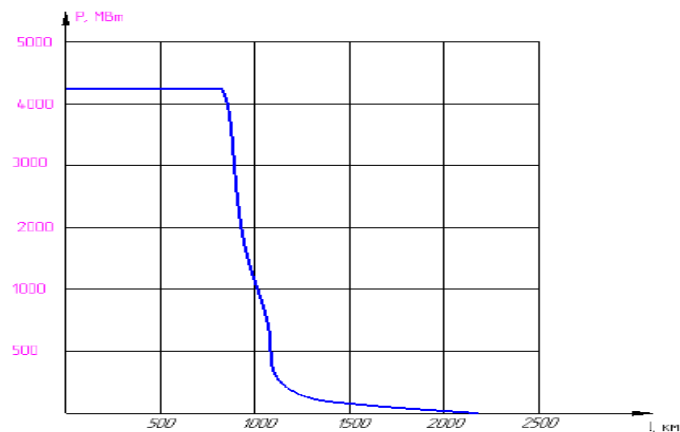


Рис. 1. График зависимости мощности ЛЭП переменного тока от ее длины для заданной величины напряжения

Линия постоянного тока 1500 кВ эквивалентна линии переменного тока 1150 кВ. Для линии напряжением 1500 кВ Экибастуз-Центр $P = 6000$ МВт. Сравнив ранее рассчитанную ЛЭП переменного тока и данную на постоянном, можно сделать вывод, что ЛЭП постоянного тока выгоднее примерно в 1,43 раза.

Таким образом, ЛЭП переменного тока не применяют при передаче на дальние расстояния, а заменяют их линиями постоянного тока. Это связано с тем, что при передаче постоянным током пропускная способность линии остается неизменной и не зависит от длины, помимо этого ЛЭП постоянного тока имеют большую мощность при передаче, примерно в 1,43 раза, что обосновывает ее выгодность при передаче.

III. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ЛЭП ПОСТОЯННОГО ТОКА

Наряду с перечисленными достоинствами существует ряд проблем, что ограничивает применение ЛЭП постоянного тока.

Первая проблема – надежность. Показатели надежности передачи постоянного тока (ППТ) характеризуются [5]:

- коэффициентом аварийной неготовности;
- коэффициентом неготовности по причине планового ремонта;
- количеством аварийных отключений полюса ППТ;
- количеством аварийных отключений одновременно двух полюсов (биполюс) ППТ.

По первым двум показателям линия постоянного тока показывает хорошие результаты, коэффициенты достигают 98-99 %. Аварийные отключения полюса (n) проявляются согласно соотношению и измеряются в (1/год):

$$n = 3(1 + L), \quad (1)$$

где L – протяженность линии, тыс. км.

Следовательно, чем больше протяженность, тем больше будет вероятность появления отключений полюса.

На рис. 2 изображен график зависимости отключений от протяженности линии. Исходя из графика, можно заметить, что с увеличением длины вероятность отключений неуклонно растет.



Рис. 2. График зависимости отключений полюса от протяженности ЛЭП

Аварийные отключения двух полюсов одновременно происходят намного реже, как правило, 1 раз в несколько лет, но являются более серьезной проблемой. В таком случае используют противоаварийную автоматику (ПА). В данном случае задаются вопросами о допустимости использования ПА в необходимых объемах и о достаточности располагаемых объемов на отключение потребителей действием ПА. К примеру, передача постоянного тока в Итайпу реализована в виде двух независимых линий половинной мощности для решения проблемы недостаточного объема действия ПА, либо же выполняют линейную часть передачи постоянного тока на двух отдельных системах опор, это приведет к повышению надежности работы, но и удорожит систему на 30-40 %.

Следующая проблема – стоимость. Для отдельных видов оборудования существуют проблемы в части величины принимаемых стоимостных показателей. Кроме того, в условиях открытой экономики при выборе наиболее эффективных вариантов следует учитывать возможность привлечения к созданию объектов иностранных фирм. Однако к публикуемым стоимостным показателям зарубежных производителей следует относиться с осторожностью [5]. Помимо этого, оборудование, применяющееся на ЛЭП постоянного тока, является весьма дорогостоящим. И чтобы обосновать применение ЛЭП на постоянном токе, должно проводиться технико-экономическое обоснование вариантов, где сравниваются величины затраты, потерь, делается вывод об экономической эффективности проекта, после чего принимается конкретное решение об использовании конкретного вида передачи.

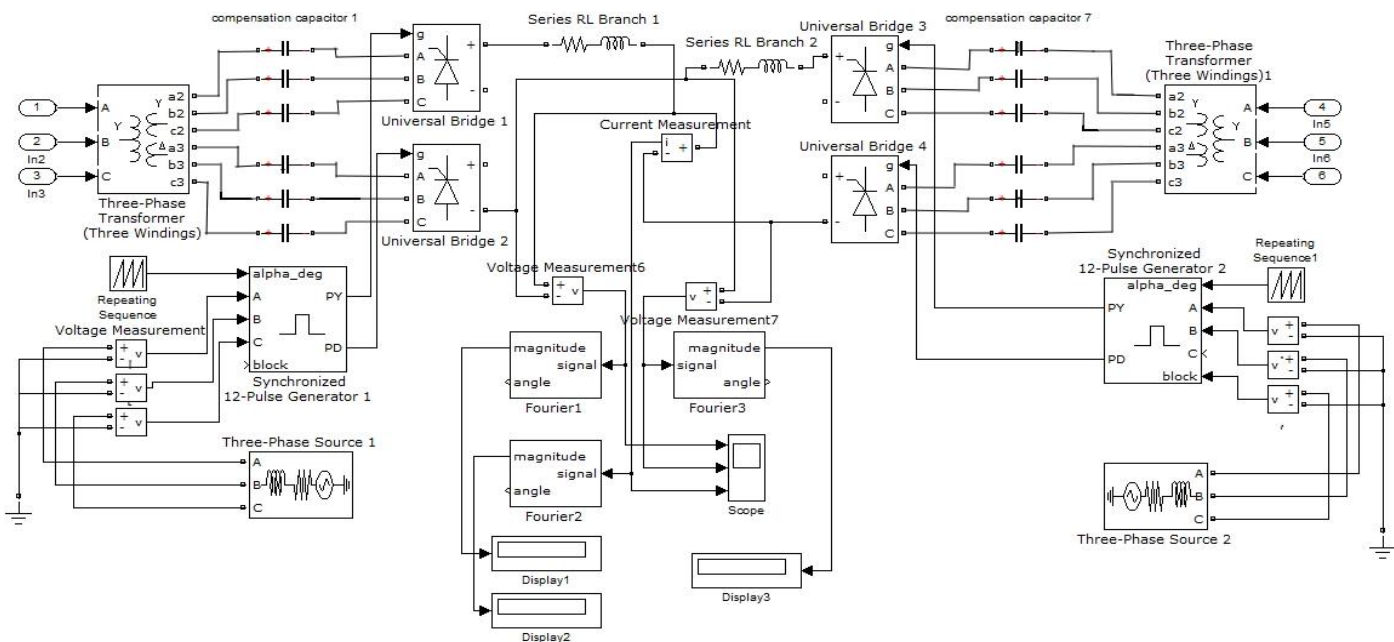


Рис. 3. Структурная схема ЭЭС

Другая проблема, которую можно выделить, – присутствие высокочастотных гармоник. В линиях постоянного тока присутствуют высшие гармоники, которые создают соответствующие им по частоте электромагнитные поля. Если на подстанции применяются шестифазные выпрямители, то частота гармоник будет кратна 300 Гц, значит, в ЛЭП постоянного тока присутствуют 300, 600 и т.д. гармоники [6].

И, наконец, дополняющими проблемами являются неясность в проектировании, моделировании, малая база знаний, инженерно-технических решений в данной области. Все это ограничивает применение ЛЭП на постоянном токе, однако при современных требованиях и росте нагрузки, а также при связи энергосистем между странами применение ППТ неизбежно.

IV. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЛЭП ПОСТОЯННОГО ТОКА

Методика для ЛЭП постоянного тока составляется на основе методики проектирования тяговых подстанций и подстанций на переменном токе сверхвысокого напряжения. Может быть предложена методика, состоящая из следующих этапов (для проектирования подстанции):

- составление схемы внешнего электроснабжения;
- составление структурной схемы подстанции;
- расчет трансформаторной мощности (мощность постоянного и переменного тока);
- выбор силовых трансформаторов;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор и проверка оборудования на стороне ВН и НН;
- собственные нужды подстанции.

Структурная схема ЭЭС при постоянном токе была разработана в программной среде MatLab и имеет вид, изображенный на рис. 3.

Разработанная модель компенсированной ЛЭП постоянного тока позволяет исследовать электромагнитные установившиеся и переходные процессы, снимать показания с приборов и судить о работоспособности системы, а также исследовать нагрузку. При сравнении временных диаграмм инверторной и выпрямительной подстанций можно убедиться в том, что прилегающие энергосистемы могут быть разных частот. Временные диаграммы инверторной подстанции показывают высокую устойчивость инверторного режима компенсированного преобразователя, из-за него инвертор может становиться генератором реактивной мощности. Его устойчивость повышается при увеличении напряжения на конденсаторах. Выведем спектральный анализ данной подстанции. Проанализировав его, можно увидеть, что данный комплекс работает в 12-фазном режиме преобразования, генерируя высшие гармоники 11, 13, 23, 25 и т.д. Компенсирующие конденсаторы содержат высшие гармоники напряжения 5, 7, 11, 13 и т.д.

Для выбора трансформаторной мощности должно выполняться условие $S_{\text{тр-ра}} \geq S_{\text{пвс}}$.

Определяется значение выпрямленного тока подстанции для выбора мощности трансформаторов [8]:

$$I_{\text{дтп}} = P/U_d, \quad (2)$$

где U_d – выпрямленное напряжение на шинах ВН, кВ.

Трансформаторы используются однофазные, выпрямители и тиристоры работают по схеме шестифазного выпрямления. К примеру, для одной из подстанций ЛЭП Экибастуз-Центр разработаны однофазные двухобмоточные преобразовательные трансформаторы 320 МВА на классы напряжения ± 400 и ± 750 кВ, высоковольтные тиристорные вентили БВПМ-800/470-III [9].

Для расчета токов короткого замыкания составляется Т-образная схема замещения, имеющая вид, изображенный на рис. 4, и определяются ее параметры, соотношения которых приведены в ГОСТ [10].

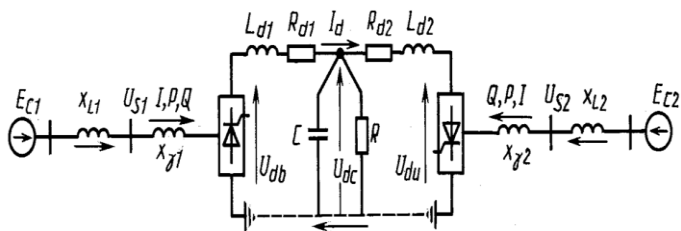


Рис. 4. Схема замещения для расчета токов КЗ

V. ВЫВОДЫ ПО РАБОТЕ

Разработанная модель компенсированной ЛЭП постоянного тока позволяет изучить происходящие электромагнитные процессы, понять особенности ее работы. На фоне всех достоинств линий постоянного тока перед переменными также имеется ряд определенных проблем, что вызывает определенные трудности в их применении. Однако эти трудности можно избежать применением определенных конструкторских решений. К примеру, выполняя линейную часть передачи постоянного тока на двух отдельных системах опор, это приведет к повышению надежности работы, но и удорожит систему на 30-40 %, что касается отключений одного полюса – решением может являться работа линии в униполярном режиме. Проблема стоимости является актуальной, и оборудование в связи с его сложностью весьма дорогостояще. Присутствие высокочастотных гармоник, которые создают шестифазные выпрямители, также является проблемой линий постоянного тока. Решением может послужить использование высокочастотных заградителей, однако придется применять несколько иную схему, нежели привычную нам на подстанциях переменного тока. Исходя из приведенных расчетов, выяснили, что ЛЭП постоянного тока имеет пропускную способность примерно в 1,43 раза больше, чем ЛЭП переменного.

Предложенные решения являются актуальными при проектировании ЛЭП с большими мощностями, помимо

этого, можно принять во внимание предложенные общие положения о проектировании линий постоянного тока.

Список литературы

- [1] Дуюнов Д.А. Об эффективности систем электроснабжения / Д.А. Дуюнов, А.В. Пижанков, С.Н. Левачков // Электрик. – 2004. – № 1. – С. 22.
- [2] Что необходимо знать о влиянии электрического тока на человеческий организм? [Электронный ресурс] // Школа для электрика. – URL: <http://electricalschool.info/main/electrobezopasnost/93-chto-neobkhodimo-znat-o-vlijanii.html> (дата обращения 15.02.2014).
- [3] Асплунд Г.Н. Передача энергии при сверхвысоком напряжении / Г.Н. Асплунд // АББ Ревю. – 2007. – № 2. – С. 23–27.
- [4] Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для ВУЗов / Ю.П. Рыжов. М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.
- [5] Кошечев Л.А. Перспективы использования передачи постоянного тока в России / Л.А. Кошечев, М.И. Мазуров, В.А. Шлайфштейн // ЭЛЕКТРО. – 2008. – № 6. – С. 18–22.
- [6] Высоковольтные линии постоянного тока [Электронный ресурс] // МойДокс.ру. – URL: <http://mydocx.ru/1-53573.html> (дата обращения 03.04.2016).
- [7] Хохлов Ю.И. Моделирование электромагнитных процессов в межсистемной компенсированной ЛЭП постоянного тока с примыкающими энергосистемами разных частот / Ю.И. Хохлов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Энергетика. – 2005. – № 9. – С. 4–10.
- [8] Штин А.Н. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учеб.-метод. пособие / А.Н. Штин, Т.А. Несеюк. – Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2014. – 88 с.
- [9] Высоковольтное наследие [Электронный ресурс]. URL: <http://erazvitie.org/article/visokovoltnoe> (дата обращения 02.04.2016).
- [10] ГОСТ 29176-91. Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока. – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 35 с.
- [11] Пропускная способность воздушных линий 35–1150 кВ [Электронный ресурс] // Энергетика. – URL: <http://forca.ru/info/spravka/propusknaya-sposobnost-vozdushnyh-linii-35-1150-kv.html> (дата обращения 05.04.2016).
- [12] Кочкин В.А. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП / В.А. Кочкин // Новости электротехники. – 2007. – № 4. – С. 2–6.
- [13] Агапов В.А. Проблемы обоснования линий электропередач постоянного тока / В.А. Агапов, С.В. Митрофанов // Энергетика: состояние, проблемы, перспективы: Труды 7-й Всерос. науч.-техн. конф. – Оренбург: Университет, 2014 – 390 с.

Заземлители опор ВЛ в грунтах с высоким сопротивлением

Л.А. Агеева

ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»

Новосибирск, Россия

liliyaageeva1@gmail.com

В грунтах с высоким удельным сопротивлением естественная проводимость железобетонных фундаментов воздушных линий электропередачи (ВЛ) мала, и Правилами устройства электроустановок (п. 2.5.131) предписано её не учитывать. В настоящей работе была выполнена серия расчётов лучевых заземлителей с вертикальными электродами с учётом естественной проводимости железобетонных фундаментов различной конструкции. Показано, что железобетонные фундаменты из грибовидных подножников типа «Ф» участвуют в отводе стекающих токов, в том числе и в грунтах с удельным сопротивлением выше 1000 Ом·м. Получены кривые зависимости длины лучей и вертикальных электродов от эквивалентного удельного сопротивления грунта. Разработаны и предложены схемы заземления опор конкретных ВЛ. Для выбора размеров искусственных заземлителей предложены кривая и таблица, учитывающие естественную проводимость железобетонных фундаментов.

Ключевые слова: опора ВЛ, заземление, естественные заземлители.

Earthing devices of OL towers in the grounds with high resistance

L.A. Ageeva

Novosibirsk State Technical University

Novosibirsk, Russian Federation

liliyaageeva1@gmail.com

The natural conductivity of overhead power transmission lines (OHTL) footings from reinforced concrete in the soils with high specific resistance is low, so the "Rules of power electric installations" (cl. 2.5.131) instruct non to consider it. Some specific difficulties arise while designing the tower footings under such conditions. This work represents a number of calculations of radial ground conductors with vertical electrodes considering natural conductivity of reinforced concrete footings of various construction. It is shown that the reinforced concrete footings such as fungiform bearers of «Ф» type take part in current drainage especially in the grounds with electrical resistance higher than 1000 Ohm m. We obtained the curves of dependence of beams length and vertical electrodes on equivalent ground specific resistivity. The ground connection schemes of real OHTL footings were elaborated and suggested. The curve and table, considering the natural conductivity of reinforced concrete footings are suggested to select the size of artificial ground wires.

Keywords: earthing devices, grounding, natural ground conductors.

1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Заземляющие устройства опор воздушных линий электропередачи (ВЛ) имеют двойное предназначение – отвод в грунт токов молнии и токов короткого замыкания. Функции обеспечения электробезопасности Правилами устройства электроустановок [1] и другими нормативными документами на заземляющие устройства опор не возлагаются.

Отвод в грунт токов короткого замыкания обеспечивается при таком значении сопротивления заземления, которое позволяет надёжно работать релейной защите и приборам обнаружения места КЗ. Значение сопротивления ЗУ для этого случая должно быть увязано с сопротивлением нулевой последовательности электрической сети и рассматриваемой ВЛ. К сожалению, таких норм не существует в принципе, а уставки релейной защиты часто рассчитываются в предположении, что сопротивление ЗУ опоры близко к нулевому. По этой же причине неточно работают устройства обнаружения места КЗ [2].

Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) нормируется только молниезащитное заземление опор ВЛ [1]. В соответствии с п. 2.5.129 ПУЭ-7 сопротивления заземляющих устройств опор с грозозащитным тросом или с другими устройствами молниезащиты при их высоте до 50 м должны быть не более приведённых в табл. 1.

Допускается превышение сопротивлений заземления части опор по сравнению с нормируемыми значениями, если имеются опоры с пониженными значениями сопротивления, а ожидаемое число грозовых отключений не превышает значений, получаемых при выполнении требований табл. 1 для всех опор ВЛ.

Правомерно использовать в качестве естественных заземлителей железобетонные фундаменты опор ВЛ и заглублённые в грунт части железобетонных стоек опор. Битумная обмазка на железобетонных опорах и фундаментах не влияет на их использование в качестве естественных заземлителей, что подтверждено опытом эксплуатации.

Таблица I. НАИБОЛЬШЕЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ЗАЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ ОПОР ВЛ

Удельное эквивалентное сопротивление грунта ρ , Ом·м	Наибольшее сопротивление заземляющего устройства, Ом
До 100	10
Более 100 до 500	15
Более 500 до 1000	20
Более 1000 до 5000	30
Более 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

На рассматриваемых реконструируемых ВЛ сопротивление ЗУ различных опор значительно превышало нормируемое значение при фактическом изменении удельного сопротивления грунта вдоль трассы ВЛ в широком диапазоне (от 500 до 9000 Ом·м).

В этой связи возник вопрос о необходимости реконструкции ЗУ опор с целью приведения значений R_{3y} опор к допустимым. Этого можно добиться за счет применения нескольких лучевых (протяженных горизонтальных) заземлителей, а также, при необходимости, вертикальных заземлителей, присоединенных к лучевому заземлителю на определенном расстоянии от фундамента опоры.

В настоящей работе конструкция заземляющего устройства опоры выбирается с учётом естественных заземлителей.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Опыт проектирования ЗУ был обобщён в Типовом проекте «Заземляющие устройства опор ВЛ 35-750 кВ» [3], введённым в действие в 1975 году и используемым до настоящего времени.

Типовой проект [3] учитывает естественную проводимость фундаментов, однако, приводя различные конфигурации расположения фундаментов, не указывает на тип железобетонной конструкции и тип опоры. Последние два параметра определяют размеры естественного заземлителя и, следовательно, его сопротивление.

Кроме того, Типовой проект учитывает естественную проводимость фундаментов только в грунтах с эквивалентным удельным сопротивлением до 500 Ом·м, в то время как п. 2.5.131 ПУЭ-7 предполагает использовать арматуру железобетонных фундаментов в качестве естественных заземлителей в грунтах с удельным сопротивлением $\rho \leq 1000$ Ом·м.

В настоящей работе мы использовали расчётную программу PARSIS, составленную по алгоритму [4]. Метод и программа PARSIS позволяют рассчитывать заземлители любой конфигурации, с горизонтальными, вертикальными и наклонными электродами, что особенно важно при учёте арматуры железобетонных фундаментов. Расчёт может проводиться в грунтах с любой вертикальной неоднородностью. Метод и программа учитывают продольное активное и индуктивное сопротивления электродов и частоту протекающего тока. В результате расчёта становятся известными сопротивление заземляющего устройства, потенциалы металла заземлителя на различных удалениях от места ввода тока, продольные токи по элементам заземляющего устройства, потенциалы в заданных точках грунта, напряжения прикосновения и шага.

III. ХОД РАБОТЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

A. Железобетонные опоры ВЛ «Луч-Этилен 1» и «Луч-Этилен 2»

«Луч-Этилен 1» и «Луч-Этилен 2» – это две одноцепные ВЛ, идущие параллельно на расстоянии 11,6 м друг от друга. Каждая одноцепная ВЛ имеет свой грозозащитный трос. Нижние металлические траверсы соседних опор двух ВЛ соединены между собой. Такое соединение объединяет заземляющие устройства двух опор в одно и позволяет расчётную модель выполнить так, как представлено на рис. 1.

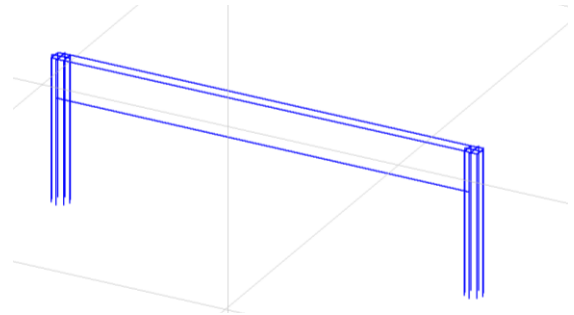


Рис. 1. Расчётная модель заземляющего устройства (только естественные заземлители) двух одноцепных железобетонных опор ВЛ 220 кВ «Луч-Этилен» $R_{3y} = 0,077\rho_{\text{эв}}$

Вертикальные элементы модели – это арматура железобетонных стоек, заглублённая в грунт на 3,3 м. Ниже поверхности грунта, на глубине 0,5 м прокладывается горизонтальный искусственный заземлитель, подсоединённый к закладным частям опор и служащий для объединения естественных элементов в единую систему. Выше поверхности земли арматура стоек также электрически соединена двумя металлическими связями, что имитирует электрическую связь между траверсами опор.

Из подписи к рис. 1 видно, что сопротивление ЗУ составляет 0,077 от значения эквивалентного удельного сопротивления грунта. Заземляющее устройство по рис. 1 будет соответствовать норме только в грунтах с удельным сопротивлением ниже 200 Ом·м.

Усилим естественные заземлители горизонтальными лучевыми заземлителями, проложенными в соответствии с рис. 2. Горизонтальные заземлители выполняются из круглой стали диаметром 16 мм и прокладываются на глубине 0,5 м. Такое заземляющее устройство будет соответствовать норме только в грунтах с удельным сопротивлением ниже 800 Ом·м.

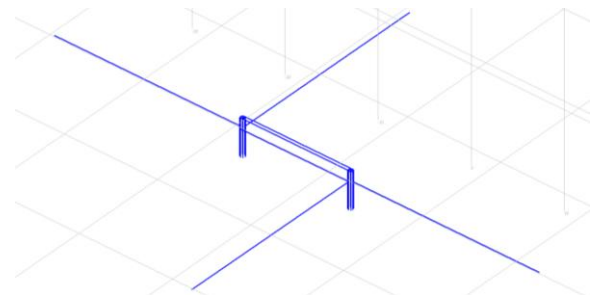


Рис. 2. Расчётная модель заземляющего устройства двух одноцепных железобетонных опор ВЛ 220 кВ «Луч-Этилен» с горизонтальными лучами длиной по 20 м каждый, $R_{3y} = 0,025\rho_{\text{эв}}$

Усилим конструкцию ЗУ по рис. 2 вертикальными электродами длиной 5 м и диаметром 16 мм. Их верхний конец соединён на глубине 0,5 м с горизонтальным заземлителем. От опор ВЛ вертикальные заземлители расположены на расстоянии 5 м (рис. 3).

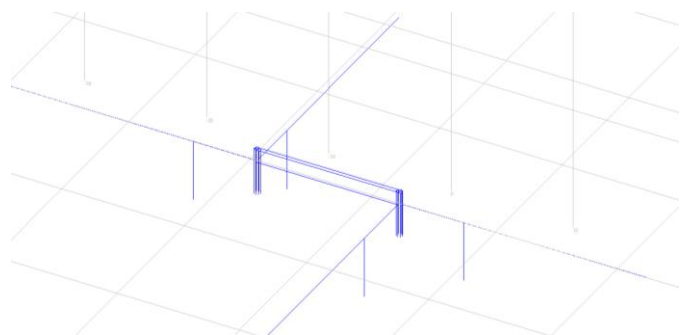


Рис. 3. Расчётная модель заземляющего устройства двух одноэтажных железобетонных опор ВЛ 220 кВ «Луч-Этилен» с горизонтальными лучами длиной по 20 м каждый и вертикальными электродами длиной 5 м, $R_{\text{ЗУ}} = 0,02\rho_{\text{экв}}$

Такое заземляющее устройство по рис. 3 будет соответствовать норме в грунтах с удельным сопротивлением 1000 Ом·м и ниже.

В. Металлические опоры ВЛ «Луч-Заречная № 1» и анкерно-угловые опоры ВЛ 1, 2 «Луч-Этилен»

Металлические опоры рассматриваемых ВЛ установлены на грибовидных подножниках марок Ф5. Минимальная база опоры составляет 5,2 м, и этот размер примем за расчётный случай. Подножники имеют наклонные стойки с выступающими над поверхностью грунта на 0,3 м верхними частями и соединены электрически металлом опоры по воздуху.

Расчётная схема естественного заземляющего устройства из фундаментов типа Ф5-А показана на рис. 4.

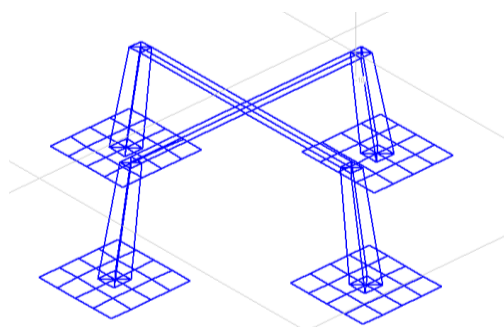


Рис. 4. Расчётная модель заземляющего устройства из фундаментов Ф5-А, $R_{\text{ЗУ}} = 0,038\rho_{\text{экв}}$

Как видно из подписи к рисунку, сопротивление естественного заземлителя составляет $0,038\rho_{\text{экв}}$. Естественные заземлители из грибовидных подножников обеспечивают нормированное сопротивление в грунтах с эквивалентным удельным сопротивлением до 500 Ом·м без применения искусственных заземлителей. В грунтах с более высоким сопротивлением требуются искусственные заземлители. Рассмотрим конструкцию ЗУ с лучевыми заземлителями, показанную на рис. 5.

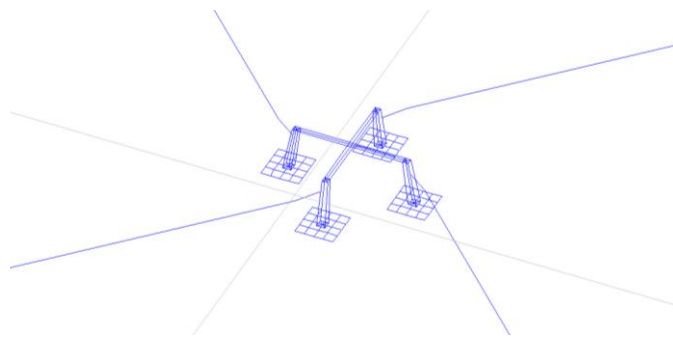


Рис. 5. Расчётная модель заземляющего устройства из фундаментов Ф5-А с лучевыми заземлителями 20 м, $R_{\text{ЗУ}} = 0,021\rho_{\text{экв}}$

Прокладка двадцатиметровых лучей на глубине 0,5 м позволяет получить сопротивление заземления со значением $0,021\rho_{\text{экв}}$. Таким образом, грибовидные подножники с четырьмя лучами длиной по 20 м обеспечивают нормированное значение сопротивления в грунтах с удельным сопротивлением до 1000 Ом·м.

Применение вертикальных заземлителей немного расширяет этот диапазон. Такая конструкция показана на рис. 6. Вертикальные заземлители устанавливаются на расстоянии 5 м от фундамента и подсоединяются к лучевым на глубине 0,5 м.

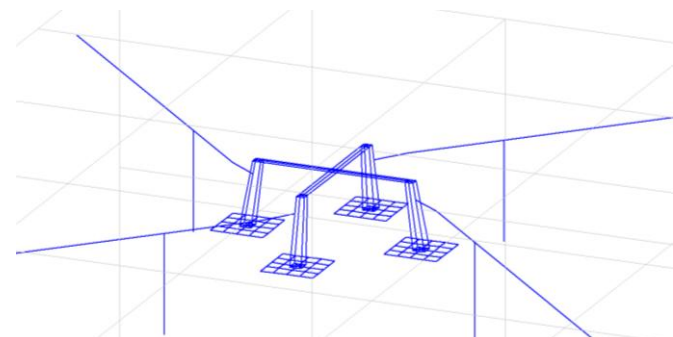


Рис. 6. Расчётная модель заземляющего устройства из фундаментов Ф5-А с лучевыми заземлителями 20 м и вертикальными электродами длиной 5 м, $R_{\text{ЗУ}} = 0,018\rho_{\text{экв}}$

Изложенные выше расчёты позволяют предложить для металлических опор на грибовидных подножниках серию конструкций, состоящих из фундаментов и четырёх расходящихся лучей с вертикальными электродами, располагаемыми по концам лучей или, при длинных лучах, по несколько электродов на одном луче. В последнем случае расстояние между вертикальными электродами выбирается больше их длины.

С. Результаты проведенных вычислений

Назовём длину горизонтального электрода и равную ей суммарную длину вертикальных электродов, подсоединённых к одному лучу, характерным размером конструкции L . Введём параметр сопротивления, равный отношению сопротивления заземления к удельному сопротивлению грунта, — R/ρ . Зависимость параметра сопротивления заземления такой конструкции от характерного размера представлена на рис. 7.

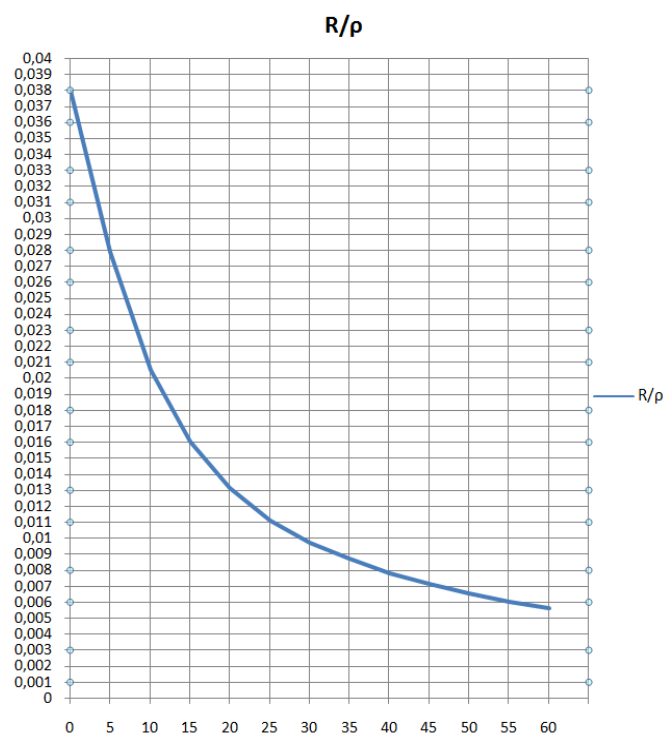


Рис. 7. Зависимость относительного сопротивления заземления от характерного размера четырёхлучевого заземлителя с вертикальными электродами

В соответствии с кривой рис. 7 составлена табл. 2 для выбора характерного размера в зависимости от удельного сопротивления грунта при условии выполнения нормы на сопротивление заземления.

Таблица II. ВЫБОР ХАРАКТЕРНОГО РАЗМЕРА ЧЕТЫРЁХЛУЧЕВОГО ЗАЗЕМЛИТЕЛЯ ОПОРЫ НА 4-Х ПОДНОЖНИКАХ ТИПА Ф

Эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м	Нормируемое значение сопротивления заземления, Ом	Длина луча четырёхлучевого заземлителя, м	Суммарная длина вертикальных электродов на одном луче, м
До 100	10	0	0
Более 100 до 400	15	0	0
Более 400 до 500	15	5	5

Эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м	Нормируемое значение сопротивления заземления, Ом	Длина луча четырёхлучевого заземлителя, м	Суммарная длина вертикальных электродов на одном луче, м
Более 500 до 700	20	5	5
Более 700 до 1000	20	10	10
Более 1000 до 2000	30	16	16
Более 2000 до 3000	30	27	27
Более 3000 до 4000	30	45	45
Более 4000 до 5000	30	55	55
Более 5000	0,006ρ	55	55

IV. ВЫВОДЫ

1. Естественную проводимость железобетонных фундаментов опор ВЛ рекомендуется учитывать в грунтах с любым удельным сопротивлением.

2. Требуемое значение сопротивления заземления достигается путём прокладки лучевых заземлителей с вертикальными электродами. Предложены кривая и таблица для выбора размеров искусственных заземлителей в зависимости от значений эквивалентного удельного сопротивления грунта.

Список литературы

- [1] Правила устройства электроустановок. Раздел 1. Общие правила. Главы 1.1, 1.2, 1.7, 1.9. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Главы 7.5, 7.6, 7.10. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.
- [2] Машенков В.М. Особенности определения места повреждения на ВЛ напряжением 110–750 кВ. – Издание Центра подготовки кадров энергетики, 2005. – 47 с.
- [3] Типовой проект Заземляющие устройства опор ВЛ 35–750 кВ, 3602 тм, альбом 1, альбом 2. Разработан Отделением дальних передач и Северо-Западным отделением института «Энергосетьпроект» Минэнерго СССР. Введён в действие институтом Энергосетьпроект приказом № 71 от 7 мая 1975 г. 25-14.
- [4] Нестеров С.В. Применение интегральных уравнений для расчёта заземлителя произвольной конфигурации в неоднородном грунте / Вторая Российская конференция по заземляющим устройствам: Сборник докладов / Под ред. Ю.В. Целебровского. – Новосибирск: Сибирская энергетическая академия, 2005. – С. 51–58.

Технический анализ силового трансформатора с азотной подушкой

А.Ю. Андреев, Л.М. Инаходова, А.А. Казанцев
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
kudis94@yandex.ru

Основными силовыми трансформаторами на напряжение 10(6) кВ в отечественных системах электроснабжения являются трансформаторы марок ТМ и ТМГ. В этих трансформаторах в качестве изоляционного материала и хладагента используется трансформаторное масло. Основным недостатком трансформатора марки ТМ состоит в том, что при длительной эксплуатации масло теряет свои диэлектрические свойства в связи с контактом с внешней атмосферой. Недостатком трансформатора марки ТМГ является слабость к механическим воздействиям ввиду тонкой стенки гофробака. Был произведён расчет технических характеристик силового распределительного трансформатора на напряжение 10(6) кВ, в системе охлаждения которого предусмотрена защита масла от окисления при помощи подушки из жидкого азота. Выполнен сравнительный технико-экономический анализ рассматриваемой конструкции с другими типами распределительных трансформаторов. Представлены сравнительные таблицы технических характеристик рассматриваемых конструкций силовых трансформаторов, а также графики, показывающие экономическую рентабельность использования предложенной конструкции трансформатора. Сделан вывод о том, что применение азота в качестве консерванта трансформаторного масла в силовом распределительном трансформаторе позволяет снизить эксплуатационные затраты и повысить безотказность его работы.

Ключевые слова: силовые трансформаторы, сухой азот, азотная подушка, трансформаторное масло.

Technical analysis of power transformer with nitrogen cushion

A.Yu. Andreev, L.M. Inahodova, A.A. Kazantzev
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
kudis94@yandex.ru

The main power transformers for the voltage 10 (6) kV of domestic power supply systems are transformers marks TM and TMG. In these transformers as insulation and refrigerant used transformer oil. The main drawback of the TM transformer is that during prolonged operation oil loses its insulating properties due to the contact with the external atmosphere. The disadvantage of TMG transformer is a weakness to mechanical stress due to the thin walls of the tank. Was produced the calculation of specifications of the power distribution transformer for the voltage 10 (6) kV in which the cooling system, provides protection oil from oxidation by cushions of liquid nitrogen. Was produced the comparative technical and economic analysis of this structure with other types of distribution transformers. Presents comparative tables of technical characteristics of the considered structures of power transformers, as well as graphs showing the economic viability of using of the proposed design of the transformer. The use of nitrogen as a preservative of transformer oil in a power distribution transformer can reduce operating costs and increase the reliability of its operation.

Keywords: power transformers, dry nitrogen, nitric pillow, transformer oil.

Развитие свободного рынка электроэнергии во многих странах мира (большинство энергокомпаний в мире к настоящему времени являются частными) привело к усилению конкурентной борьбы между компаниями, производителями, передающими и распределяющими электроэнергию. Это привело к стремлению любыми возможными способами улучшить рентабельность производства и уменьшить затраты на эксплуатацию силового оборудования. Значительный парк силовых трансформаторов на напряжение 10(6) кВ в системах электроснабжения России составляют трансформаторы марки ТМ и ТМГ. Основным недостатком ТМ обусловлен взаимодействием в масляном баке трансформаторного масла с воздухом и дальнейшими потерями его изоляционных свойств. Недостаток трансформатора с герметичным исполнением масляного бака (ТМГ) состоит в том, что стенки бака имеют малую толщину (1-1,5 мм), и, если сварное соединение, фланец или прокладка дают

брешь в пространстве выше трансформаторного масла, возникнет тот же прямой контакт масла с внешней атмосферой [1]. В трансформаторе марки ТМЗ предусмотрена защита масла от окисления при помощи подушки из жидкого азота, а также для компенсации температурных колебаний объёма масла. При этом у трансформаторов марки ТМЗ стенка бака имеет толщину 3-4 мм, у герметичных трансформаторов этот показатель составляет 1-1,5 мм, что делает их весьма уязвимыми для механических воздействий, в частности, при транспортировке и монтаже [2].

Полную информацию для сравнения ТМЗ и ТМГ даёт динамический анализ с помощью компьютерных экспериментов и данных из эксплуатации. Поэтому для компьютерных экспериментов были выбраны трансформаторы мощностью 630 кВА различного исполнения: ТМГ и ТМЗ.

ПАСПОРТНЫЕ ДАННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Номинальная мощность, кВА	630	630
Тип трансформатора	ТМЗ	ТМГ
Напряжение ВН трансформатора, кВ	10	10
Напряжение НН трансформатора, кВ	0,4	0,4
Потери ХХ, Вт	1250	1200
Потери КЗ, Вт	7900	8400
Напряжение КЗ, %	5,5	5,5
Ток ХХ, %	1,7	0,5

Сравнительный анализ основных паспортных величин трансформаторов с применением сухого азота в трансформаторном масле (ТМЗ) и без сухого азота в герметичном исполнении (ТМГ) показал небольшое, но заметное преимущество первого. Для примера представлена таблица с указанием паспортных данных трансформаторов типов ТМЗ и ТМГ.

Далее был использован фрагмент сети 10/0,4 кВ, представленный на рис. 1, в котором смоделирована установка ТМГ и ТМЗ в качестве трансформатора Т1.

Основой компьютерных экспериментов является определение потерь активной мощности в зависимости от коэффициента загрузки трансформатора по известной формуле

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot k_z^2,$$

где k – коэффициент загрузки.

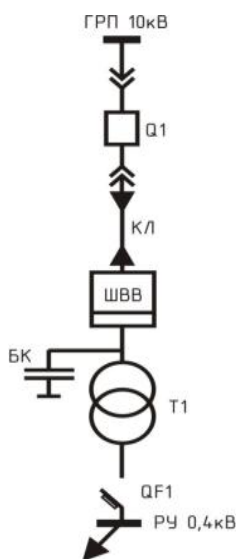


Рис. 1. Фрагмент сети 10/0,4 кВ

По результатам расчётов, представленных на рис. 2, видно, что трансформатор ТМГ немного превосходит ТМЗ по потерям. Но разница активных потерь двух трансформаторов невелика, поскольку активная часть трансформаторов ТМГ и ТМЗ практически одинакова по конструкции. Необходимо провести анализ экономических показателей, доказывающих экономическую целесообразность использования трансформатора ТМЗ.

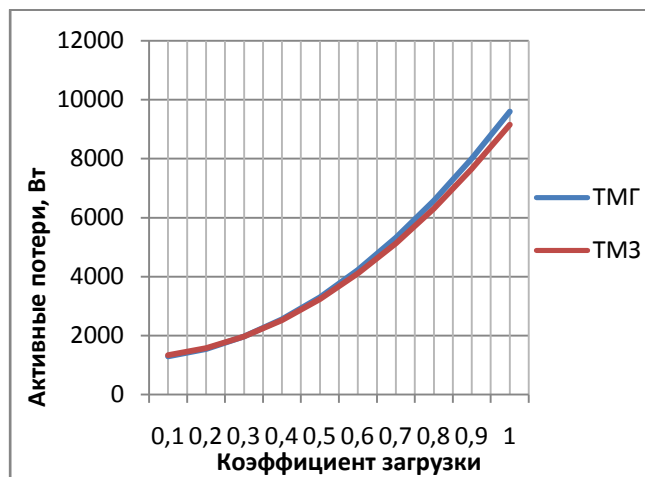


Рис. 2. График суммарной эффективности трансформаторов ТМГ и ТМЗ мощностью 630 кВА в зависимости от коэффициента загрузки

Цена на трансформатор марки ТМГ-630/10 составляет **318 000 руб.**, а на трансформатор марки ТМЗ-630/10 – **326 100 руб.** За жизненный цикл трансформатор ТМГ в среднем проходит один капитальный ремонт, в перечень работ которого входит замена или сушка масла. Стоимость такого ремонта на сегодняшний день составляет **от 100 до 200 тыс. руб.** Таким образом, трансформатор ТМЗ превосходит ТМГ по минимальным активным потерям и затратам на обслуживание.

Выводы:

1. Трансформатор марки ТМЗ требует меньших экономических затрат на эксплуатацию в течение всего жизненного цикла. Ввиду того, что масло в баке не взаимодействует с воздухом, изоляция подвергается гораздо меньшему старению, и, как следствие, все это приводит к сведению затрат на маслохозяйство к минимуму.

2. В трансформаторах типа ТМЗ при хранении и эксплуатации необходимо систематически контролировать обязательное наличие избыточного давления азота (необходимо его подкачивать даже при наличии полной герметизации), так как возможно снижение давления азота за счёт поглощения его маслом.

3. В герметичных масляных трансформаторах типа ТМГ полностью отсутствует контакт масла с окружающей средой, но ввиду тонкой стенки масляного бака трансформатор этого типа уязвим для механических воздействий.

Список литературы

- [1] Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А. О проблемах энергосбережения и повышения энергоэффективности при применении современных силовых трансформаторов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2014. № 5. С. 107–111.
- [2] Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А., Молочников Е.Н. Анализ эксплуатационных свойств трансформаторов с сердечниками из аморфных материалов и защита их с помощью нелинейных ограничителей перенапряжений // Вестник СамГТУ. Технические науки. 2013. № 4(40). С. 149–157.

Компьютерное моделирование динамических режимов работы силового трансформатора новой конструкции

А.Ю. Андреев, Л.М. Инаходова, А.А. Казанцев
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
kudis94@yandex.ru

Силовые трансформаторы относятся к основному типу электрооборудования в энергосистеме. Одной из основных проблем при проектировании, проектировании и эксплуатации силовых трансформаторов является проблема снижения суммарных потерь электрической мощности и энергии (ПЭМЭ). При анализе суммарных потерь в силовых трансформаторах часто принимают допущение о том, что его эксплуатационные условия являются статическими при нормальном режиме. Однако такой подход не даёт необходимую достоверность данным, полученным в ходе анализа. Для более точной оценки необходимо учитывать динамические изменения параметров режима. Были рассчитаны технические характеристики силового распределительного трансформатора на напряжение 10(6) кВ. Выполнено компьютерное моделирование динамических режимов работы силового трансформатора. Результаты выполненных расчетов представлены сравнительными таблицами технических характеристик режимов силовых распределительных трансформаторов, а также в виде графиков, показывающих экономическую целесообразность использования предложенного метода анализа режимов трансформатора. Использование предложенного метода даёт возможность получить более точную и подробную информацию о режимах работы силового трансформатора, что позволяет сделать более объективную оценку использования инновационных конструкций силовых трансформаторов для снижения эксплуатационных затрат.

Ключевые слова: силовые трансформаторы, динамические режимы работы трансформатора.

Computer simulation of dynamic operating modes of new design power transformers

A.Y. Andreev, L.M. Inahodova, A.A. Kazantzev
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
kudis94@yandex.ru

Power transformers belong to the main type of electrical equipment in the power system. One of the main problems at the construction, design and operation of power transformers is the problem of reducing the total losses of electrical power and energy (LEPE). When analyzing the total losses in power transformers often take assumption that its operating conditions are static during normal operation. However, this approach doesn't give the required accuracy of the data obtained during the analysis. For a more accurate assessment must take into account the dynamic changes in mode parameters. Technical characteristics of the power distribution transformer for the voltage 10 (6) kV were calculated. Computer simulation of dynamic operating modes of the power transformer has been done. Presents comparative tables of technical characteristics of the considered structures of power transformers, as well as graphs showing the economic viability of using of the proposed design of the transformer. The use of the proposed method makes it possible to obtain a more accurate and detailed information about the power transformer operation modes, allowing you to make a more objective assessment of the use of innovative designs of power transformers to reduce operating costs.

Keywords: power transformers, dynamic regimes of the transformer.

Применение в отечественных электрических сетях и системах электроснабжения (ЭССЭ) устаревших конструкций трансформаторной техники не соответствует уровню современной электротехники, что тормозит технический прогресс в электроэнергетике. Это отражается на исполнении положений об энергосбережении и энергоэффективности, как в потреблении, так и в процессах передачи и распределения электроэнергии.

Потери электроэнергии ΔW в электроустановках ЭССЭ при передаче, распределении и потреблении электроэнергии – это неминуемые энергетические и экономические издержки на обеспечение физической сущности названных технологических процессов. Эти издержки,

в особенности связанные с выделением тепла, за исключением его полезного использования, наносят вред как самому электрооборудованию, так и окружающей среде. В настоящее время *потери электроэнергии и мощности можно существенно снизить* применением в конструкциях СТ следующих инновационных решений.

1. Использование эффекта сверхпроводимости (СП) низко- и высокотемпературной (НТСП, ВТСП) для существенного уменьшения потерь в обмотках СТ.

2. Использование новых эффективных способов формирования основного магнитного потока СТ с помощью аморфных ферромагнитных материалов (АФМ).

Для статического анализа использовались паспортные данные СТ 10 кВ. Анализ паспортных данных позволяет утверждать, что активные потери в стали в АМТ и АВТСП в 3,5–5, а реактивные – в 12–20 раз меньше, чем у основного состава отечественного парка ТСТ. Кроме очевидного снижения активных потерь в стали стоит отметить, что за счет уменьшения тока ХХ у инновационных трансформаторов также снизятся потери полной и, естественно, активной и реактивной мощности в питающих ЛЭП.

Потери реактивной мощности $\Delta Q_{\text{кз}}$ практически не отличаются для всех видов СТ, хотя по абсолютной величине они значительно больше, чем $\Delta P_{\text{кз}}$, и поэтому их воздействие на потери в питающих линиях практически одинаково [5].

В целом, даже если оценивать результаты только статического анализа, можно утверждать о перспективе эффективного использования АМТ и АВТСП в будущем развитии ЭССЭ с напряжениями до 10 кВ и мощностями до 2500 кВА. Более полную и практически исчерпывающую информацию для сравнения АМТ, АВТСП и ТСТ дает динамическая оценка с помощью компьютерных экспериментов и данных эксплуатации.

Для компьютерных экспериментов были использованы трансформаторы мощностью 160, 250, 400 и 630 МВА различного исполнения: ТСТ, АМТ, ВТСП и АВТСП. Результаты в виде графиков представлены на рисунке.

Далее был использован фрагмент сети 10 кВ, в котором смоделирована замена традиционных СТ на всех ТП с учетом реальных нагрузок на АМТ и АВТСП. Данные об этой замене по маркам и номинальным мощностям СТ приведены в таблице.

Из результатов проведенных экспериментов, представленных графиками на рисунке, видно, что эффективность инновационных трансформаторов значительно выше, чем эффективность трансформаторов с традиционным исполнением магнитопровода.

ЗАМЕНА ТРАДИЦИОННЫХ СТ В СЕТИ 10 кВ НА АМТ

ТП	$K_{\text{загр}}$	Заменяемый тр-р	Заменяющий тр-р	Заменяющий тр-р
ТП-1	0,46	ТМ-250/10	АМТ-250/10	АВТСП-250/10
ТП-2	0,34	ТМ-400/10	АМТ-400/10	АВТСП-400/10
ТП-3	0,21	ТМ-160/10	АМТ-160/10	АВТСП-160/10
ТП-4	0,38	ТМ-400/10	АМТ-400/10	АВТСП-400/10
ТП-5	0,33	ТМ-250/10	АМТ-250/10	АВТСП-250/10
ТП-6	0,21	ТМ-630/10	АМТ-630/10	АВТСП-630/10
ТП-7	0,28	ТМ-400/10	АМТ-400/10	АВТСП-400/10
ТП-8	0,24	ТМ-400/10	АМТ-400/10	АВТСП-400/10
ТП-9	0,31	ТМ-250/10	АМТ-250/10	АВТСП-250/10
ТП-10	0,33	ТМ-630/10	АМТ-630/10	АВТСП-630/10
ТП-11	0,16	ТМ-630/10	АМТ-630/10	АВТСП-630/10
ТП-12	0,16	ТМ-400/10	АМТ-400/10	АВТСП-400/10
ТП-13	0,23	ТМ-250/10	АМТ-250/10	АВТСП-250/10
ТП-14	0,18	ТМ-630/10	АМТ-630/10	АВТСП-630/10
ТП-15	0,10	ТМ-400/10	АМТ-400/10	АВТСП-400/10
ТП-16	0,20	ТМ-630/10	АМТ-630/10	АВТСП-630/10

Таким образом, делаем вывод, что введение в эксплуатацию силовых распределительных трансформаторов с магнитопроводами из аморфных сплавов, высокотемпературных сверхпроводниковых трансформаторов и их

комбинированной конструкции является одним из наиболее перспективных путей снижения технических потерь энергосистем.

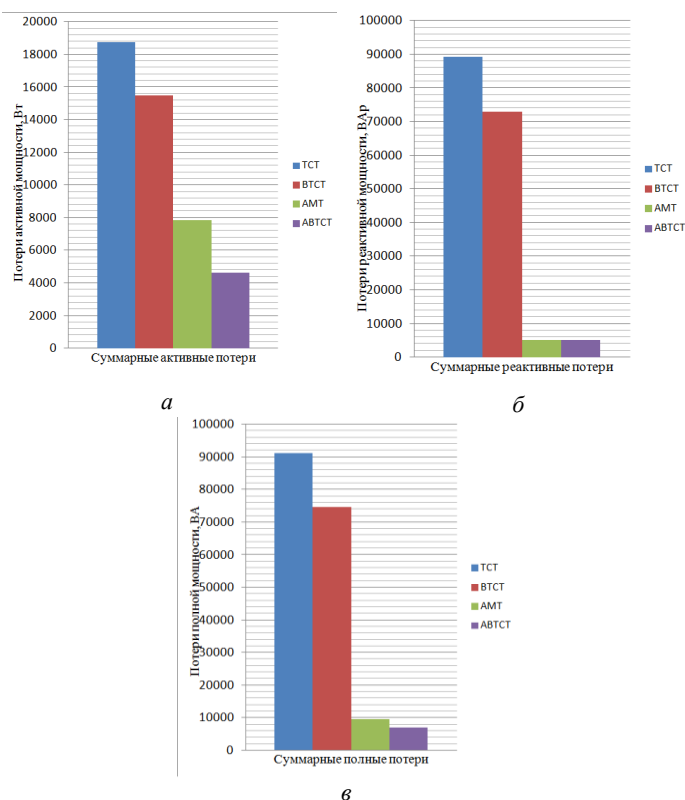


График суммарной эффективности трансформаторов ТМГ и ТМЗ мощностью в 630 кВА в зависимости от коэффициента загрузки

1. Ток ХХ и нагрев сердечника у АМТ и АВТСП по сравнению с ТСТ ниже на 70 и 60 % соответственно. Также снижены потери полной и, разумеется, активной и реактивной мощности в питающих ЛЭП.

2. Трансформаторы с эффектом высокотемпературной сверхпроводимости имеют значительно меньшие нагрузочные потери по сравнению с трансформаторами традиционного исполнения и трансформаторами с аморфным магнитопроводом.

3. Активные потери в стали в АМТ и АВТСП в 3,5 – 5, а реактивные – в 12 – 20 раз меньше, чем у основного состава отечественного парка ТСТ.

Список литературы

[1] Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А. О проблемах энергосбережения при применении современных силовых трансформаторов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2014. – № 5. – С. 107–111.

[2] Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А., Молочников Е.Н. Анализ эксплуатационных свойств трансформаторов с сердечниками из аморфных материалов // Вестник СамГТУ. Технические науки. – 2013. – № 4(40). – С. 149–157.

Вынос потенциала в сеть напряжением до 1 кВ при замыканиях на землю в сети напряжением выше 1 кВ

А.С. Бабичев, А.А. Малахов
ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова»
Новочеркасск, Россия
alecsander-@mail.ru

До 90 % от общего числа нарушений нормальной работы в существующих линиях электропередачи напряжением 6–10 кВ составляют однофазные замыкания на землю (ОЗЗ). При возникновении коротких замыканий (КЗ) на землю в сетях напряжением 110 кВ или двойных замыканий на землю в сетях 10 кВ может иметь место вынос потенциала в сеть 0,4 кВ. В эксплуатации этому вопросу уделяется недостаточное внимание, так как считается, что заземлитель подстанции 110/10 кВ имеет небольшое сопротивление, и значение потенциала на нем при КЗ, связанных с землей, невелико. Однако, так как заземлитель подстанции обычно соединен с сетью напряжением 6–10 кВ, через оболочки кабелей имеется возможность попадания на проводники PEN сети напряжением до 1 кВ напряжения, превышающего допустимые значения.

Исследование выноса потенциала в сеть до 1 кВ проведено с применением имитационных моделей сетей 110, 10, 0,4 кВ в системе моделирования MatLab. Имитационные модели состояли из подстанции, распределительного пункта, трансформаторных пунктов, воздушных линий, кабельной линии (КЛ) с оболочкой, заземленной по концам, и КЛ с оболочкой, хорошо заземленной по всей длине. При моделировании ОЗЗ учитывались переходные сопротивления в диапазоне 0 – 2000 Ом. Проанализированы различные режимы заземления нейтрали: сеть с изолированной нейтралью, сеть с компенсацией емкостных токов, низкоомное и высокоомное резистивные заземления нейтрали, кратковременное низкоомное индуктивное заземление нейтрали.

На основе исследования выноса потенциала установлено, что напряжения на нулевом проводе в сети напряжением до 1 кВ при двойных замыканиях на землю могут достигать опасных значений. Для обеспечения электробезопасности в сети напряжением до 1 кВ нужно принимать меры по защите от выноса потенциала.

Ключевые слова: заземление нейтрали, изолированная нейтраль, вынос потенциала.

Carrying out of potential in network voltage up to 1 kV at ground fault in network voltage over 1 kV

Aleksandr Babichev, Anton Malakhov
Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI)
Novocherkassk, Russian Federation
alecsander-@mail.ru

Up to 90 % of the total number of violations of normal operation in the existing transmission lines with voltage of 6-10 kV constitute the single-phase ground fault (SGF). In the event of a short circuit (SC) on the ground in the networks of 110 kV or double grounding fault in networks of 10 kV can occur carrying out of potential in network 0,4 kV. The operation of this issue given little attention as it is believed that the grounding conductor of substation of 110/10 kV has small resistance and the value of potential on it at SC, related with the ground, is small. However, as the grounding conductor of substation is usually connected to a network of 6-10 kV via cable sheaths, it is possible to hit on conductors PEN network up to 1 kV voltage exceeds the permissible value.

Research carrying out of potential in network 0,4 kV performed using simulation models of networks 110, 10, 0,4 kV in Matlab simulation system. Simulation models consisted of substation, distribution point, transformer points, overhead lines, cable line (CL) with sheath, grounded at both ends and CL with sheath, well grounded on all length. When modeling SGF account of the transition resistance in the range of 0 – 2000 ohms. Were analyzed different modes of neutral ground: a network with isolated neutral, network capacitance current compensation, low-impedance and high-impedance resistive neutral grounding, short-term low-resistance inductive grounded neutral.

On the basis of research carrying out of potential it is established that the voltage on the neutral conductor in the network up to 1 kV at double short circuits to ground can reach dangerous values. To provide electro safety in the network voltage up to 1 kV need to take action to protect of the carrying out of potential.

Keywords: neutral ground, isolated neutral, carrying out of potential.

I. ВВЕДЕНИЕ

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются распространенным видом повреждения в воздушных и кабельных линиях (КЛ) среднего напряжения (6 – 35 кВ). По данным авторов [1], этот вид нарушения нормальной работы составляет 90 % всех видов повреждения КЛ сети напряжением 6–10 кВ. При этом возникает возможность попадания опасного потенциала в сети до 1 кВ через оболочки кабельных линий и заземляющие устройства трансформаторных пунктов (ТП) 6 – 10/0,4 кВ.

В зависимости от режима нейтрали сети, указанный потенциал имеет разные уровни. В Российской Федерации используются следующие виды заземления нейтрали в сетях среднего напряжения: изолированная нейтраль, сеть с компенсацией емкостного тока замыкания на землю, резистивное заземление нейтрали (высокоомное и низкоомное заземления), низкоомное индуктивное заземление нейтрали с ограниченным током замыкания на землю, комбинированное заземление нейтрали (высокоомный резистор и дугогасящий реактор). Вопросы выноса потенциала в сеть напряжением до 1 кВ посвящено относительно малое число работ, в которых практически отсутствуют количественные данные, позволяющие найти связь уровня напряжения на нулевых проводах в зависимости от режима нейтрали сети среднего напряжения.

Работа выполнена под руководством д-ра техн. наук, профессора С.Л. Кужекова.

II. МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ

Для оценки уровней выноса потенциала в сети с различными режимами заземления нейтрали целесообразно создание модели сети. В настоящее время для моделирования электроэнергетических процессов широко применяется программа MatLab/Simulink. Она позволяет создать имитационную модель сети, что особенно ценно в условиях ограниченных возможностей проведения экспериментов в действующих электрических сетях 6–10 кВ.

За основу модели была взята подстанция (ПС) напряжением 110/35/10 кВ. На подстанции установлены: трехобмоточные трансформаторы типа ТДТН-115/38,5/11 со схемой соединения обмоток $Y_n/Y/\Delta$ и двухобмоточные трансформаторы собственных нужд типа ТМ-250/10 со схемой соединения обмоток Y/Y_n . К распределительному пункту (РП) 10 кВ в модели подключены три кабельные и две воздушные линии (ВЛ) суммарными длинами 7,5 и 2 км соответственно. При составлении модели КЛ были использованы два предельных случая [2]: а) оболочка кабеля по всей длине имеет столь хорошее заземление, что сопротивлением последнего практически можно пренебречь; б) весь ток возвращается только по оболочке. Сопротивление оболочки кабеля 2,836 Ом, кабели одинаковой длины. Трансформаторы ТП 10/0,4 кВ с двухобмоточными трансформаторами типа ТМ-250/10 и схемами соединения обмоток Y/Y_n связаны с РП линиями электропередачи. В статье используются следующие обозначения для ТП: ТП1 – соединение РП с ТП по КЛ с оболочкой, заземленной по концам; ТП2 – соединение РП с ТП по КЛ с оболочкой, хорошо заземленной по всей длине; ТП3 – соединение РП с ТП по ВЛ. В соответствии с Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) [3], контуры заземления имеют следующие значения соответственно: для ПС – 0,5 Ом,

для РП – 10 Ом, для ТП – 4 Ом. ВЛ 0,4 кВ подключены к ТП. Влиянием нагрузки на результаты опытов можно пренебречь.

В модели учтено наличие специальных трансформаторов (ТЗН) в качестве устройства для заземления нейтрали. Для низкоомного индуктивного заземления нейтрали был выбран ТЗН ТМ-16/10 со схемой соединения обмоток Y_n/Δ , а для остальных режимов нейтрали ТМ-250/10 с такой же схемой соединения обмоток. Индуктивность катушки при компенсации емкостных токов была рассчитана для 5%-й перекомпенсации. Переходное сопротивление в месте замыкания имело значения: 0, 10, 100, 2000 Ом.

Имитационная модель, представленная на рис. 1, выполнена для половины сети, питающейся от секции шин 10 кВ ПС. Модель состоит из источника *Three-Phase Source* с синусоидальным напряжением 115 кВ; воздушных линий электропередачи *Three-Phase PI Section Line*; кабельных линий, показанных в виде блоков *Three-Phase Mutual Inductance*, *Three-Phase Cp Branch*, *Series Cg Branch*, *Ground*, и блока активного сопротивления оболочки *Rob*. Силовые трансформаторы представлены блоками *Three-Phase Transformer (Three Windings)* и *Three-Phase Transformer (Two Windings)*. С помощью измерительных блоков *Voltage Measurement* и *Current Measurement* совместно с блоком пользователя *powergui* определялись модуль и фаза соответственно напряжения и тока на заземлителях ПС, РП и ТП и тока ТЗН. Сопротивления заземлителей представлены блоками активного сопротивления R_z .

Моделирование различных режимов работы нейтрали производилось с помощью выключателей переменного тока *Three-Phase Breaker* и *Breaker*. В режиме изолированной нейтрали все выключатели были отключены. В сети с компенсацией емкостного тока были включены *Three-Phase Breaker* и *Breaker1*, чтобы подать напряжение на блок *LR*. Для сетей высокоомного и низкоомного резистивного заземления нейтрали использовался выключатель *Three-Phase Breaker* и выключатели *Breaker2* и *Breaker3*, чтобы подать напряжение соответственно на блоки R_v и R_n . К низкоомному индуктивному режиму нейтрали с ограниченным током относились выключатели переменного тока *Three-Phase Breaker1* и *Breaker4*. Правильность работы модели была подтверждена ручными расчетами.

III. АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

При исследовании режимов нейтрали в модели сети создавались электрические соединения разных токоведущих частей, имитирующие короткие или простые замыкания с переходными сопротивлениями. Рассматривались следующие виды повреждений: однофазное замыкание в сети 110 кВ на землю или на заземлитель ПС; однофазное замыкание в сети 10 кВ на заземлители ПС, РП или ТП; ОЗЗ на ВЛ или оболочку КЛ; двухфазное замыкание на землю на одной ВЛ или оболочку КЛ; на двух смежных ВЛ или на двух смежных КЛ; на ВЛ и оболочку КЛ; замыкание двух фаз на заземлитель ПС; двухфазное замыкание, при котором одна фаза соединялась с заземлителем какой-либо ТП, а вторая – с землей на ВЛ или оболочкой КЛ. При этом после каждого замыкания фиксировались: напряжение на заземлителях ПС, РП и всех ТП; ток проходящий по заземлителю; ток в месте замыкания и ток ТЗН (кроме режима изолированной нейтрали).

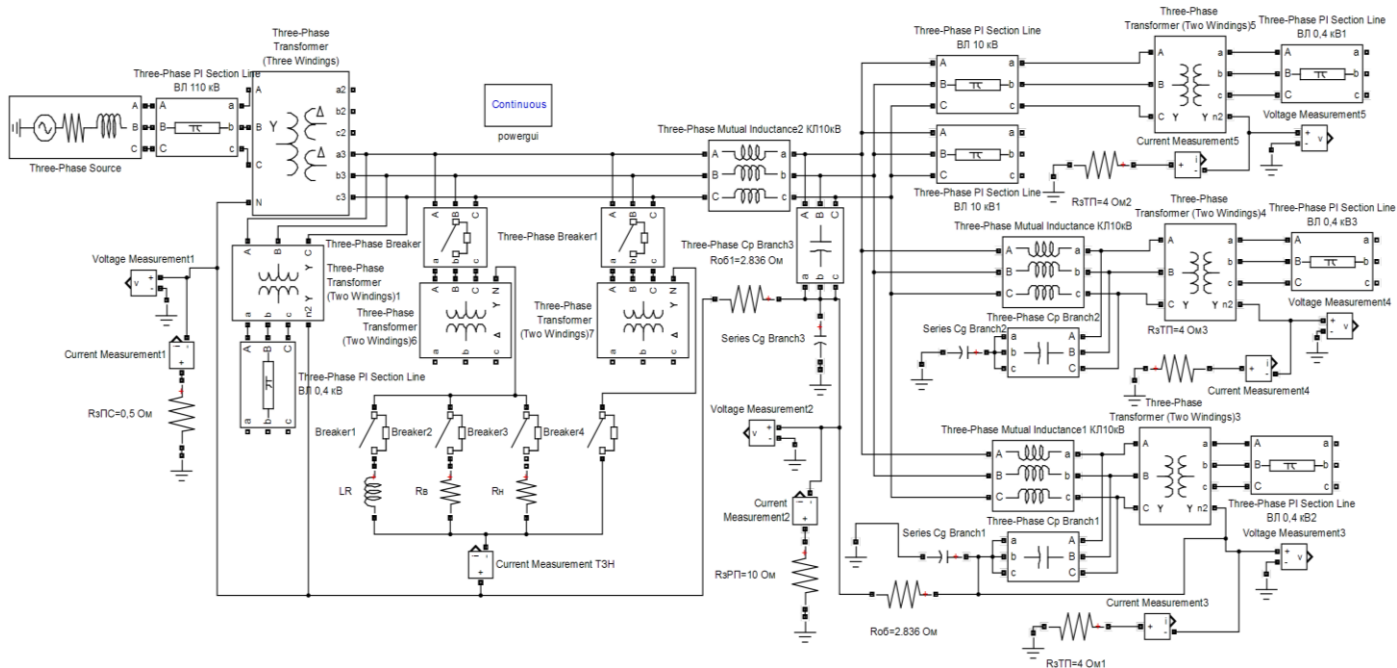


Рис. 1. Имитационная модель сети в программе MatLab приложении Simulink

Из всего многообразия полученных данных после моделирования следует выделить самые основные, которые дадут ответ на вопрос: какой режим нейтрали наименее предпочтителен по критерию выноса опасного потенциала. По ПУЭ [3] в электроустановках выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью напряжение на заземляющем устройстве при прохождении тока замыкания на землю в любое время года должно быть не более 250 В для РП 10 кВ и 125 В для ТП 10/0,4 кВ. При ОЗЗ в сети 110 кВ наблюдался вынос потенциала на заземлители ПС, РП и ТП1, но лишь на ТП1 с нулевым переходным сопротивлением он превысил допустимое значение и составил 135 В. Режим заземления нейтрали сети 10 кВ незначительно влиял на вынесенный потенциал, так как ток замыкания на землю не проходил по ТЗН. Аналогичная картина наблюдалась и при однофазном замыкании в сети 110 кВ на заземляющее устройство подстанции. В этом случае опасный потенциал был не только на ТП1, но и на РП, его снижение до допустимых значений происходило при изменении переходного сопротивления от 10 до 100 Ом. На РП снижение происходило соответственно с 547 до 127 В, а на ТП1 – с 321 до 74 В.

Емкостный ток замыкания на землю в модели сети 10 кВ составил 15,51 А. Вынесенный потенциал при ОЗЗ на ВЛ 10 кВ имел небольшие значения и менялся в зависимости от режима нейтрали. На рис. 2 видно, что напряжение на заземлителе РП находилось в пределах от 12,4 до 17,7 В, а на ТП1 – в пределах от 16,3 до 19,7 В. Это связано с тем, что ток ОЗЗ возвращался в электрическую сеть, в том числе и через заземлители ПС, РП и ТП1. Ток ТЗН при его включении практически весь проходил по заземляющему устройству ПС, имеющему наименьшее сопротивление из всех. Поэтому режим заземления нейтрали мало влиял на значение вынесенного потенциала на заземляющие устройства РП и ТП1. Незначительный вынос потенциала был и при однофазном замыкании в сети 10 кВ на заземлитель ПС. Для ТП он составил 17 В, а для РП – 12 В. Режим заземления

нейтрали также мало влиял на уровни напряжения на заземляющих устройствах, так как ток ТЗН при его включении не проходил через заземлители, а сразу возвращался в место замыкания.

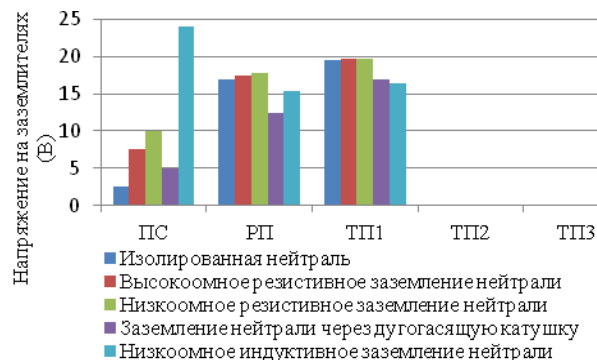


Рис. 2. Распределение напряжения на заземлителях при ОЗЗ на ВЛ 10 кВ через $R_{\text{п}} = 0$ Ом

Несколько большее значение вынесенного потенциала получалось при однофазном замыкании на оболочку кабельной линии рядом с ТП1. Ток повреждения проходил как по земле, так и по оболочкам. В режиме низкоомного индуктивного заземления нейтрали напряжение на ТП1 было наибольшим и составляло 104,7 В, что ниже допустимого, но в два раза больше следующего по величине режима нейтрали. Превышение допустимого напряжения произошло только при однофазном замыкании на заземляющее устройство ТП3 в режиме низкоомного индуктивного заземления нейтрали. При этом весь ток однофазного замыкания проходил по заземлителю ТП3, что и вызвало вынос потенциала до 185 В. На рис. 3 показано, как изменялось напряжение на заземлителе в разных режимах нейтрали при увеличении переходного сопротивления в месте замыкания. Снижение напряжения до допустимых значений происходило при изменении переходного сопротивления с 10 до 100 Ом, соответственно со 173 до 108 В.

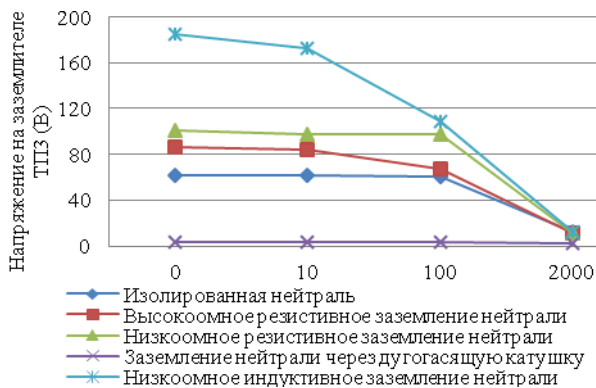


Рис. 3. Зависимость напряжения на заземлителе ТПЗ в функции от R_n (Ом)

Двойные замыкания на землю в сети напряжением 10 кВ, как правило, характеризуются большими токами повреждений. Весь ток замыкания идет от одной поврежденной фазы к другой, при этом незначительная его часть все же распределяется по емкостям сети. Величина тока замыкания зависит от электрической удаленности поврежденных фаз от источника. Если произошло металлическое двухфазное замыкание в одном месте или на землю, то вынесенный потенциал будет небольшим, так, при замыкании фаз на заземляющее устройство ПС напряжения на заземлителях РП и ТП1 были соответственно 6,3 и 8,5 В. Одно из самых вероятных повреждений – это замыкание одной фазы на ВЛ на землю, а другой, на КЛ, – на оболочку. Ток замыкания проходит по заземляющим устройствам и возникает вынос потенциала, порядка 1400 и 2980 В для РП и ТП1 соответственно, который во много раз превышает допустимые значения. Аналогичные уровни напряжений получаются при двухфазном замыкании на двух смежных КЛ, на КЛ в начале линии и ТП1, на КЛ и ТП2. Но самый большой вынос потенциала получился при замыкании одной фазы на землю, а другой – на

заземляющий контур ТП, не связанной с остальной сетью кабельной оболочкой, то есть при двухфазном замыкании на ВЛ на землю и на заземляющее устройство ТПЗ. Напряжение на заземлителе ТПЗ в режиме низкоомного резистивного заземления нейтрали достигло 5607,5 В. Режим заземления нейтрали влиял на вынесенный потенциал на ТПЗ всего лишь в пределах 54,1 В.

Подводя итог всей работе, можно сказать, что при низкоомном индуктивном заземлении нейтрали с ограниченным током замыкания вынесенный потенциал на заземляющее устройство при некоторых видах повреждений превышает допустимое напряжение на заземлителе [4] в сравнении с другими режимами нейтрали. Это объясняется несколько большим током ТЗН в этом режиме нейтрали. Выбор трансформатора с заземленной нейтралью происходил по условию, что его ток будет в три раза превышать емкостный ток сети. ТЗН, используемый в модели, создавал ток 55,99 А. В качестве мер по снижению напряжения на заземлителе предлагается использовать ТЗН меньшей мощности, так, например, через трансформатор ТМ-10/10 будет уже проходить ток 39,4 А, что снизит напряжение на заземлителе со 185 до 117,4 В при однофазном замыкании на контур ТПЗ.

Список литературы

- [1] Кужиков С.Л., Хнычев В.А. Предотвращение многоместных повреждений КЛ 6–10 кВ с помощью кратковременного низкоомного индуктивного заземления нейтрали // Новости ЭлектроТехники. – 2010. – № 2(62).
- [2] Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.–Л.: Энергия, 1964. – 704 с.
- [3] Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика, 2013. – 464 с.
- [4] Фишман В.С. Низкоомное заземление нейтрали в сетях 6–35 кВ. Электробезопасность и нормативные требования // Новости ЭлектроТехники. – 2013. – № 2(80).

Устройство оптической индикации дефекта высоковольтной изолирующей конструкции

Р.Н. Балобанов, Д.К. Зарипов, Р.А. Насибуллин

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Казанский авиационный завод им. С.П. Горбунова – филиал ПАО «Туполев»
Казань, Россия
rassel_ipek@mail.ru

Существующая техника контроля состояния изоляции ОРУ и ВЛ с помощью приборов дистанционной диагностики не обладает достаточной эффективностью. В настоящее время совершенствование контроля изоляции идет в направлении создания встраиваемых систем. Разрабатываются устройства обнаружения ухудшения диэлектрических свойств изолирующей конструкции, устанавливаемые на ней самой или рядом на опоре. Одним из таких устройств является предлагаемый оптический индикатор дефекта. В результате расчетных и лабораторных исследований была разработана и опробована электрическая схема устройства. В ходе натурных экспериментов в ОРУ 110 кВ подстанции Казанской ТЭЦ-3 (ОАО «ТГК-16») установлена практическая возможность обнаружения дефекта изоляции с помощью изготовленного образца индикатора. На одном из обследованных опорных изоляторов наблюдался сигнал с индикатора, что свидетельствовало о наличии возможного дефекта или сильного загрязнения поверхности. Данное предположение было подтверждено зафиксированными ультразвуковым дефектоскопом УД-8В частичными разрядами на поверхности этого изолятора. В целом исследования показали возможность использования предложенного метода и устройства оптической индикации для контроля изоляции. Оптические индикаторы являются простыми устройствами контроля состояния изоляции при плановых осмотрах ОРУ и ВЛ. Их можно использовать как стационарные приборы, закрепленные непосредственно на изоляторе, так и в качестве переносного прибора, устанавливаемого на изолирующую штангу.

Ключевые слова: оптический индикатор, высоковольтная изоляция, дефект изоляции.

The optical indication defect of high design isolates

R.N. Balobanov, D.K. Zaripov, R.A. Nasibullin

Kazan State Power Engineering University
Kazan Aviation Plant. S.P. Gorbunova – a branch of PSC «Tupolev»
Kazan, Russian Federation
rassel_ipek@mail.ru

Existing equipment insulation monitoring and the HV switchyard using remote diagnostics of devices is not sufficiently effective. Currently, improving insulation monitoring goes towards the creation of embedded systems. Deterioration detection device developed dielectric properties of the insulating structure itself mounted on or adjacent to the support. One such device is proposed an optical defect display. As a result of theoretical and laboratory studies has been developed and tested the electrical diagram of the device. During field experiments in the 110 kV outdoor switchgear substation Kazan CHP-3 (JSC "TGC-16") established the feasibility of detecting a defect of insulation made using an indicator of the sample. One of the surveyed support insulators observed signal indicator, indicating the presence of a possible defect or heavy surface contamination. This assumption was confirmed by fixed ultrasonic flaw detector UD-8B partial discharges at the surface of the insulator. In general, studies have shown the possibility of using the proposed method and the optical display device for insulation monitoring. Optical indicators are simple insulation monitoring devices during routine inspections and the HV switchyard. They can be used as stationary devices attached directly on the insulator, and as a portable device mounted on an insulating rod.

Keywords: optical indicator, high-insulation, insulation defect.

I. ВВЕДЕНИЕ

Одну из главных ролей в надежной работе высоковольтного оборудования играет изоляция. В последние годы наметилось направление создания изолирующих конструкций с дополнительными или встроенными элементами контроля их состояния [1, 2]. Эти встроенные индикаторы состояния изоляции срабатывают при воздействии сильных

электрических полей или в результате пробоя. Достоинством данных устройств является возможность определения состояния изоляции визуально в ходе периодических осмотров. Недостаток – сигнализация только при значительном снижении изолирующих свойств конструкции. Кроме того, установка подобных индикаторов на уже эксплуатируемых конструкциях зачастую возможна только вместе с полной заменой старой изоляции.

Контроль состояния изоляции действующих подстанций под рабочим напряжением осуществляется сейчас в основном с помощью приборов, основанных на приеме теплового, ультразвукового, светового излучений, которые позволяют во многих случаях обнаруживать дефекты изоляции на ранних стадиях их развития [3, 4]. Однако дистанционные методы контроля также обладают ограниченной эффективностью в силу пропуска дефектов, требуют надлежащих временных и погодных условий для работы и опытного оператора для правильной интерпретации полученных результатов.

Совместный анализ рассмотренных выше методов контроля состояния изоляции подталкивает к необходимости создания системы контроля, которая бы сочетала в себе преимущества обоих рассмотренных выше методов. Одним из возможных шагов в этом направлении может быть рассмотренный в этой статье способ контроля состояния изолирующих конструкций, основанный на применении оптических индикаторов, устанавливаемых на изолирующие конструкции ВЛ и ОРУ. Созданные в последние годы светодиоды и жидкокристаллические индикаторы, светящиеся даже при токах в единицы микроампер, могут служить основой для рассматриваемых устройств. Как показали эксперименты, индикация этих устройств обнаруживается без дополнительных приборов, визуально с земли, например, в ходе очередных осмотров линий и подстанций. Возможно создание индикаторов простых в изготовлении и которые не будут требовать дополнительного технического обслуживания.

II. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ ИНДИКАТОРА

Если расположить индикатор дефекта на основе светодиода вблизи изолирующей конструкции, находящейся под напряжением, то электрическое поле создаст разность потенциалов между двумя его электродами. Величина наведенной на излучателе ЭДС, протекающего через него тока и яркость свечения будут определяться напряженностью электрического поля. Поскольку распределение электрического поля и потенциала вдоль изолирующей конструкции изменяется при нарушении целостности отдельных ее участков, то дефектное состояние изолирующей конструкции может быть обнаружено по интенсивности свечения индикатора, установленного на участке изолирующей конструкции или вблизи на опоре [5].

Принцип работы оптического индикатора поясняется следующим. Распределение электрического поля и потенциала вдоль изолирующей конструкции изменяется при нарушении целостности отдельных ее частей. Разность потенциалов на поврежденном участке уменьшается, что вызывает увеличение напряжения вблизи неповрежденной части конструкции. Дефектное состояние изолирующей конструкции может быть обнаружено по интенсивности свечения индикатора, которая зависит от падения напряжения на его электродах и протекающего тока.

На рис. 1 упрощенно показана работа светового индикатора, внесенного в область действия переменного электрического поля вблизи изолятора, подвешенного на металлической опоре [6]. На рисунке схематично указаны электрод (I) и электрическая связь индикатора с металлическими элементами конструкции. C – емкость

электрода индикатора относительно высоковольтной части конструкции.

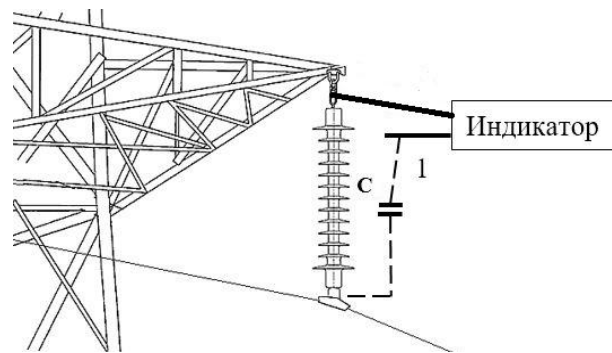


Рис. 1. Индикатор в электрическом поле вблизи изолятора

В ходе проектирования были разработаны две электрические схемы индикатора. Первая схема основана на компараторе МСР 65R41 (рис. 2). В этой схеме наведенный на электроде, выполняющем функцию обкладки конденсатора, выпрямляется диодным мостом и, протекая через конденсатор $C1$, заряжает его. Цепь, состоящая из $R2$ и $VD5$, создает опорное напряжение, которое подается на инверсный вход компаратора и задает таким образом порог срабатывания. На прямой вход компаратора подается напряжение, формируемое делителем, построенным на $R3$ и $R4$, которое пропорционально напряжению на $C1$. В процессе работы напряжение на $C1$ плавно нарастает до определённой величины. В этот момент напряжение на прямом входе, пропорциональное напряжению на $C1$, достигает порога срабатывания и компаратор переключается, открыв свой выходной транзистор и подав тем самым напряжение на светодиод $HL1$. Светодиод загорается. Ток, протекая через светодиод, разряжает $C1$, и напряжение на конденсаторе начинает быстро падать, так как ток заряда конденсатора от электрода во много раз меньше тока разряда. Падает также напряжение и на прямом входе компаратора. Как только оно становится ниже порога срабатывания, компаратор переключается, прервав ток через светодиод. Светодиод гаснет. Конденсатор $C1$ начинает заново заряжаться. Таким образом, цикл заряда и разряда (выключения и включения светодиода) непрерывно повторяется. Резистор $R5$ в схеме служит для задания требуемой величины гистерезиса на входе компаратора и определяет время включенного состояния светодиода. Резистор $R6$ ограничивает ток через светодиод и также определяет время включенного состояния светодиода. Резистор $R7$ шунтирует светодиод, позволяя конденсатору $C1$ разряжаться, даже если напряжение на светодиоде будет ниже порога его включения.

Вторая схема выполнена на основе динисторов (рис. 3). Особенностью данной схемы является возможность индикации частичных разрядов, возникающих в изоляции при повреждении и/или загрязнении. Схема состоит из двух контуров. Первый контур включает в себя следующие элементы: емкость $C1$, сопротивления $R1$ и $R2$, динистор $VD6$ и зеленый светодиод $HL1$. Второй контур состоит из емкости $C2$, сопротивления $R3$, динистора $VD7$ и красного светодиода $HL2$. Схема работает следующим образом. Диодный мост $VD1 - VD4$ выпрямляет переменный ток. Этот ток заряжает емкость $C1$.

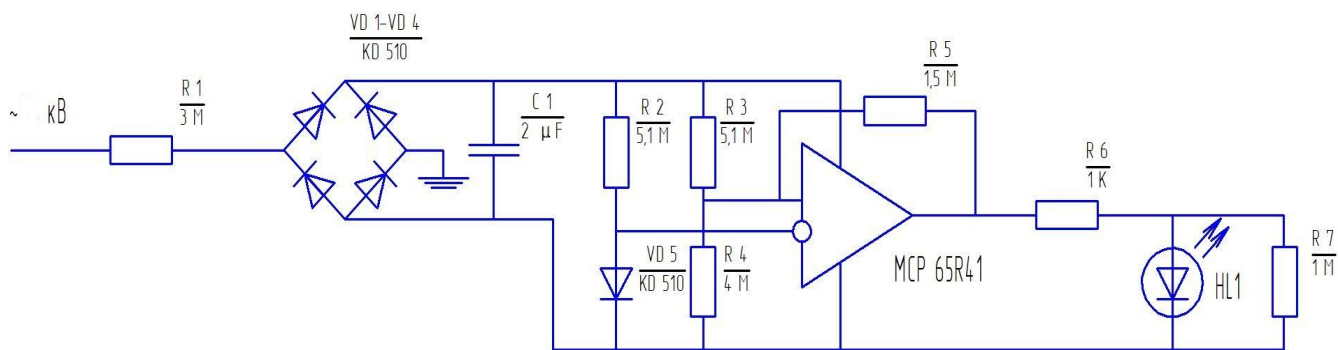


Рис. 2. Схема индикатора на основе компаратора

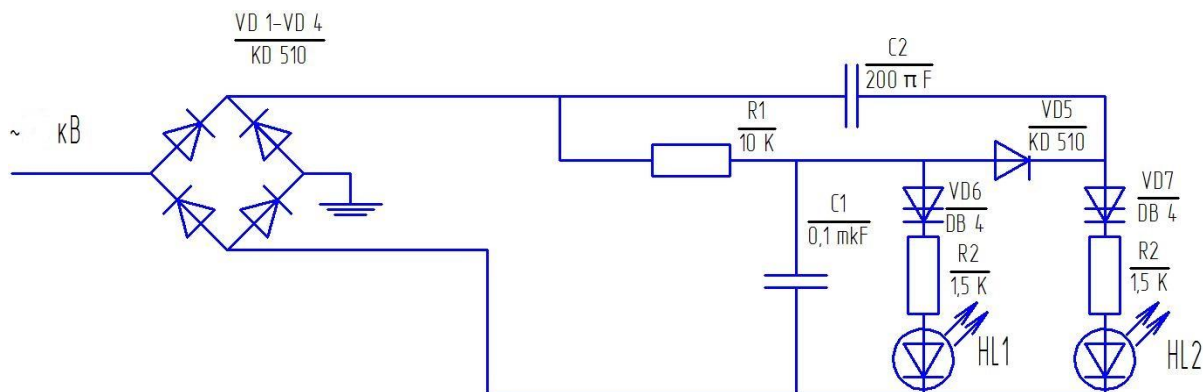


Рис. 3. Схема индикатора на основе диносторов

По мере зарядки $C1$ напряжение на нем возрастает. Динистор $VD6$ при прямом включении не пропускает ток до тех пор, пока напряжение на его выводах не достигнет 30-40 В. Как только напряжение достигнет нужного значения, динистор открывается и заряд с емкости $C1$ разряжается на светодиод $HL1$, вследствие чего светодиод горит в импульсном режиме (длительность импульса зависит от выбранного сопротивления $R2$). При отсутствии разрядов всегда будет срабатывать только зеленый светодиод $HL1$, поскольку из-за падения напряжения на диоде $VD5$ динистор $VD7$ всегда будет закрыт. При определенной величине импульсов частичных разрядов напряжение на $VD7$ может превысить напряжение на $VD6$, и тогда он откроется первым и будет гореть красный светодиод $HL1$. Значения емкости $C2$ и сопротивления $R1$ подобраны таким образом, чтобы реагировать на появление коротких импульсов, вызванных частичными разрядами. По описанным выше схемам были изготовлены экспериментальные образцы индикаторов, которые прошли испытания в высоковольтной лаборатории Казанского государственного энергетического университета. Внешний вид индикаторов показан на рис. 4. На снимке (рис. 5) изображены два полимерных изолятора ЛК 70/35, подключенные к напряжению переменного тока 20 кВ, один из которых (правый) имеет дефект в виде продольного проводящего канала, шунтирующего часть конструкции (~30%), а второй (левый) исправный. К верхним электродам обеих изоляторов прикреплены оптические индикаторы дефекта. Наличие на правой изолирующей конструкции (рис. 5) дефектного участка вызвало появление частичных разрядов, о чем сигнализирует красный светодиод. Частота мерцания зеленого светодиода напрямую зависит от величины электрического поля на входном электроде



Рис. 4. Внешний вид оптического индикатора

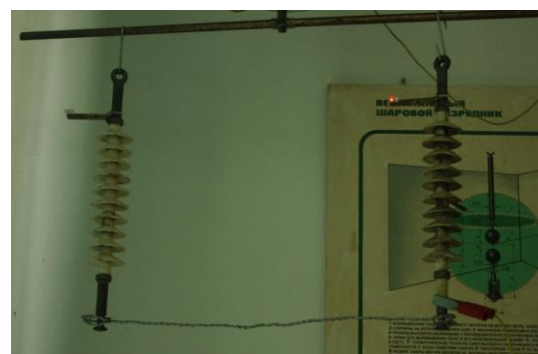


Рис. 5. Изображение дефектного и исправного полимерных изоляторов с установленными на них оптическими индикаторами

индикатора, которое возрастает по мере снижения диэлектрических способностей изолятора. Результаты, полученные в лаборатории, позволили перейти к натурным

экспериментам на реальных объектах энергосистемы. Испытания индикаторов проходили в ОРУ 110 кВ Казанской ТЭЦ-3 (ОАО «ТГК-16»). Индикатор дефекта был установлен на изолирующую штангу и одним электродом приводился в соприкосновение с заземленной частью опорных изоляторов. На обследованных опорных изоляторах, как видно на рис. 6, наблюдалось достаточное яркое свечение индикатора.



Рис. 6. Индикатор дефекта у опорного изолятора в ОРУ 110 кВ

III. ВЫВОДЫ

В целом исследования показали возможность использования предложенного устройства оптической индикации для контроля изоляции. Данные индикаторы помогут при плановых осмотрах ОРУ и ВЛ. Их можно использовать как стационарные приборы, закрепленные непосредственно

на изоляторе, или в качестве переносного прибора, устанавливаемого на изолирующую штангу. Имеется потенциал совершенствования метода за счет установки на каждой гирлянде изоляторов одновременно нескольких индикаторов, использования при осмотрах оптических приборов наблюдения и систем воздушного мониторинга. При разработке промышленных образцов индикаторов также должны быть решены проблемы устойчивости их к загрязнениям и неблагоприятным погодным условиям, грозovým и коммутационным перенапряжениям.

Список литературы

- [1] Симановский И.В. Индикатор пробоя полимерного изолятора // *Электротехника*. – 2013. – № 6. – С. 21–24.
- [2] Пат. 2392679 РФ, МПК H01B17/00. Индикатор состояния высоковольтной изоляции / В.В. Старцев, В.А. Любимов, Э.П. Соловьев, Ю.А. Солодков; заявитель и патентообладатель закрытое акционерное общество «Арматурно-изоляционный завод». – № 2009122250/28; заявл. 10.06.09; опубл. 20.06.2010. – 12 с.
- [3] Ультрафиолетовая и инфракрасная дефектоскопия изоляционных конструкций / Р.С. Арбузов [и др.] // *Энергетик*. – 2004. – № 8. – С. 34–35.
- [4] Пат. 2305848 РФ, МПК G01R31/12. Способ дистанционной диагностики многоэлементной изолирующей конструкции / Р.М. Алеев, Д.К. Зарипов; заявитель и патентообладатель закрытое акционерное общество НПФ «Оптоойл». – № 2006101129/28; заявл. 12.01.06; опубл. 10.09.2007. – 11 с.
- [5] Пат. 2517776 РФ, МПК G01R31/08. Способ оптической дистанционной диагностики изолирующей конструкции / Д.К. Зарипов; заявитель и патентообладатель Д.К. Зарипов. – № 2012151785/28; заявл. 03.12.2012; опубл. 27.05.2014. – 6 с.
- [6] Зарипов Д.К., Балобанов Р.Н. Индикатор дефекта высоковольтной изолирующей конструкции // *Электротехника*. – 2016. – № 6. – С. 16–21.

Диагностика как средство оптимизации эксплуатационных затрат и повышения эффективности ремонтов энергетического оборудования

Р.Р. Бикчурин, Ф.Ф. Билалов, Р.Р. Валиуллин
ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»
Альметьевск, Россия
astrider@mail.ru

Разработана методика комплексного обследования трансформаторов, позволяющая прогнозировать время наработки на отказ. Решение о состоянии трансформатора принимается на основе 4 методов: физико-химического анализа трансформаторного масла, хроматографического анализа растворенных в масле газов, тепловизионного обследования, анализа частичных разрядов и локации дефектов в изоляции при помощи акустических датчиков.

Ключевые слова: трансформатор, срок службы, ресурс.

Diagnostics as means of optimization of operational expenses and increase of efficiency of repairs of the power equipment

R.R. Bikchurin, F.F. Bilalov, R.R. Valiullin
ООО «ТаграS-JenergoServis»
Al'met'evsk, Rossija
astrider@mail.ru

The technique of complex inspection of transformers allowing to predict time of a time between failures is developed. The decision on a state the transformer is made on the basis of 4 methods: the physical and chemical analysis of transformer oil, the hromatograficheskyy analysis of the gases dissolved in oil, thermovision inspection, the analysis of partial categories and a location of defects in isolation by means of acoustic sensors.

Keywords: the transformer, service life, a resource.

Непрерывность технологического цикла – свойство, характеризующее большинство крупных промышленных предприятий, к которым, несомненно, относится ПАО «Татнефть». Перебои в работе систем электроснабжения технологических комплексов приводят к существенным экономическим потерям. В связи с этим предъявляются повышенные требования как к системам производства и распределения электрической энергии, так и к элементам, составляющим эти системы.

Одним из основных элементов систем распределения электрической энергии являются силовые трансформаторы. Многие специалисты отмечают, что замена трансформатора по истечении его назначенного ресурса зачастую оказывается нецелесообразной. В случае соот-ветствия условий работы оборудования расчетным на протяжении всего срока эксплуатации и отсутствия превышения номинальных значений токов, велика вероятность того, что состояние общей изоляции и изо-ляции его элементов после завершения назначенного ресурса останется удовлетворительной. Вместе с тем для обеспечения требуемого уровня надежности работы энергосистемы при дальнейшей эксплуатации оборудо-вания, исчерпавшего назначенный ресурс, особое внимание должно уделяться контролю его технического состояния. Таким образом, на современном этапе развития энергетики повышается актуальность вопросов диагно-стики силовых трансформаторов классов напряжения 110, 35, 10(6) кВ.

Электрохозяйство предприятия ОАО «Татнефть» насчитывает 485 маслonaполненных трансформаторов напряжением 35/10 (6) кВ и 110/35/10 (6) кВ, 277 из которых отработали установленный стандартом ГОСТ 11677-85 срок службы 25 лет.

Для поддержания их работоспособности применяется система регламентированных ремонтов, оставшаяся нам с тех же времен, что и оборудование. Данная стратегия ремонтов неизбежно приводит к тому, что производимый объем ремонтных работ не всегда обоснован техническим состоянием, объем операций восстановления может устранять не все имеющиеся повреждения и сама периодичность ремонта не всегда обоснована техническим состоянием.

Кроме того, оборудование периодически подвергается разрушающим испытаниям, например высоковольтным, которые дополнительно приводят к сокращению ресурса работы оборудования и его досрочному выходу из строя.

Такие методы диагностики, как электрохимический анализ трансформаторного масла и проведение тепловизионного обследования оборудования, не первый год применяются в нашей компании и хорошо себя зарекомендовали. Проблема остается в том, что данные методы являются узконаправленными и позволяют увидеть лишь часть картины состояния оборудования.

Соответственно, есть необходимость дополнить диагностический комплекс и расширить номенклатуру обследуемого оборудования.

Имея успешный опыт диагностики кабельных линий методом регистрации частичных разрядов (ЧР), в конце 2013 года в дополнение к существующим методам в ООО «Диагностика-Энергосервис» начаты работы по применению метода регистрации частичных разрядов при диагностике силовых трансформаторов.

Данная работа реализована в ходе выполнения научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы «Диагностика силовых трансформаторов современными методами», проводимой Казанским государственным энергетическим университетом для ООО «Диагностика-Энергосервис», определены оптимальные методы диагностики силовых трансформаторов с применением приборов марки AR700 и R2200 производства ООО «Димрус».

В ходе диагностики силовых трансформаторов выявляются следующие виды частичных разрядов, характерных для трансформаторного оборудования.

- Коронный разряд. Главной особенностью этого разряда является то, что ионизационные процессы происходят не по всей длине промежутка, а только в небольшой его части вблизи электрода с малым радиусом кривизны (так называемого коронирующего электрода). Данный дефект безвреден для оборудования.
- Плавающий потенциал. Возникает при образовании контуров протекания тока в заземленных элементах. С данным дефектом оборудование может работать долго и надежно, однако он может являться причиной интенсивного газообразования.
- ЧР в толще изоляции. Возникает между корпусом и обмоткой, в обмотке с образованием в толще изоляции стрейнгов и угольных дорожек, приводит к авариям.

Регистрация частичных разрядов вошла в состав методики комплексного обследования трансформаторов так же, как и физико-химический анализ трансформаторного масла, хроматографический анализ растворенных в масле газов, обследование трансформаторов тепловизионным методом.

В процессе изучения и освоения данного вида диагностики мы неизбежно сталкиваемся с вопросом интерпретации результатов полученных измерений и оценки фактического состояния оборудования.

Установлено, что вероятность безотказной работы оборудования в зависимости от изучаемого параметра подчиняется нормальному закону распределения (рис. 1).

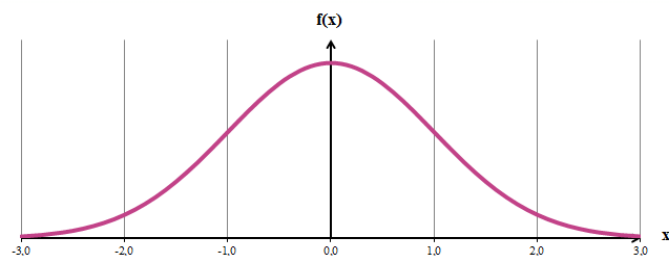
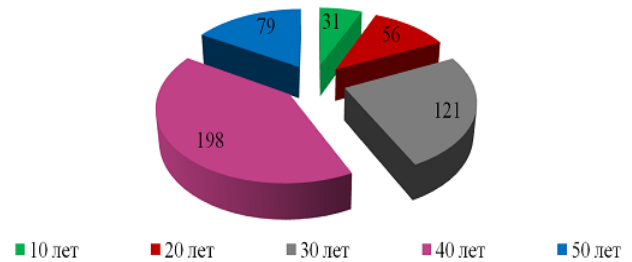


Рис. 1. Графический вид нормального закона распределения вероятности безотказной работы оборудования в зависимости от параметра x

По значению остаточного ресурса самого дефектного узла трансформатора принимается решение о выводе на ремонт или дате следующей диагностики для определения и прогнозирования динамики развития дефекта.

В ходе разработки методики нами произведены экспериментальные обследования и выявлена следующая статистика (рис. 2).

Сроки эксплуатации силовых трансформаторов ПС 110/35/6(10)кВ, шт



Рекомендации по итогам диагностики

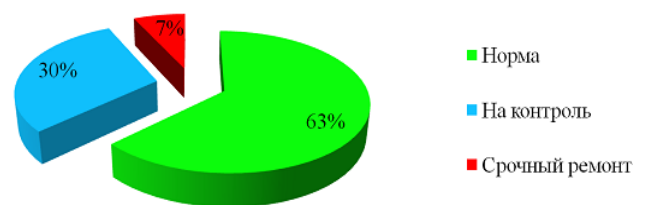


Рис. 2. Статистические данные о состоянии трансформаторов ОАО «Татнефть»

Из 120 исследованных трансформаторов 76 находится в нормальном состоянии, 36 поставлены на контроль, а на 8 выявлены критические дефекты, достоверность которых подтверждена в ходе ремонта. Таким образом, срочному ремонту подлежат 7 % трансформаторов, в то время как по сроку эксплуатации необходимо провести капитальный ремонт 57 %.

Экономический эффект за счет продления срока службы трансформаторов (277 шт.) в масштабе компании составит порядка 184 млн руб. при затратах на диагностику 24 млн руб. Таким образом, применение и дальнейшее развитие представленных разработок позволит:

- прогнозировать время наработки на отказ;
- исключить выход из строя вследствие разрушающих испытаний;
- оптимизировать объем и периодичность операций восстановления;

и в конечном итоге данная методика позволит перевести систему планового ремонта к стратегии ремонта по техническому состоянию.

Список литературы

- [1] Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле трансформаторного оборудования. М: ЭНАС, 2000.
- [2] Аксенов Ю.П., Голубев А.В. Новые подходы к диагностике и ремонту силовых трансформаторов на подстанциях // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2001. № 1.

Увеличение производительности системы охлаждения трансформаторов в жаркий период

И.И. Валиев¹, О.С. Дмитриева²

¹ФГБОУ ВО «КГЭУ», ²ФГБОУ ВО «КНИТУ»

Казань, Россия

ja_deva@mail.ru

Предложено устройство, которое интегрируется в действующую систему охлаждения трансформатора без демонтажа отдельных элементов оборудования. Представлено теоретическое обоснование взаимодействия потоков газа и жидкости в предлагаемом устройстве. Разработка нового способа потоков газа и жидкости позволяет решать принципиально новые задачи, связанные с увеличением теплоотдачи при охлаждении электрических трансформаторов.

Ключевые слова: трансформатор, термоэлектрический преобразователь, система охлаждения.

Increase productivity of the cooling system of transformers in the hot season

I.I. Valiev¹, O.S. Dmitrieva²

¹Kazan State Power Engineering University, ²Kazan National Research Technological University

Kazan, Russia

ja_deva@mail.ru

The proposed device integrated into the existing cooling system of the transformer without dismantling the individual pieces of equipment. The theoretical justification of the interaction of flows of gas and liquid in the device presented. Development of a new method of gas and liquid flows can solve fundamentally new tasks associated with increasing the heat transfer during cooling of electrical transformers.

Keywords: transformer, thermoelectric converter, cooling system.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наблюдается заметный рост потребления электричества как промышленными предприятиями, так и бытовыми потребителями. Вследствие этого возрастают нагрузки на трансформаторы, большинство из которых работает на предельных нагрузках, при этом предельный срок эксплуатации трансформаторов оценивается равным 45 лет. Процедура замены трансформаторов в большом количестве является необычайно дорогим мероприятием. К тому же эксплуатация трансформаторов в жаркий период времени года нередко сопровождается случаями их перегрева, нарушениями работы системы охлаждения. Возможным способом увеличения мощности работающего оборудования является организация более интенсивного отвода тепла. Однако существующие способы не всегда являются эффективными, достаточно сложны и дорогостоящи [1, 2]. В связи с этим разработка компактных устройств для охлаждения трансформаторов, работа которых основана на более эффективных принципах передачи тепла, позволит увеличить нагрузку на них при относительно небольших экономических затратах.

II. ОПИСАНИЕ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА

С целью увеличения теплового потока авторами настоящей статьи предлагается смонтировать на поверх-

ности охлаждающих ребер маслонаполненного энергетического оборудования каскада из полупроводниковых термоэлектрических преобразователей, холодные поверхности которых являются генератором холода и используются для охлаждения жидкости, а горячие поверхности снабжены системой отвода тепла. Разработанное устройство (рис. 1) содержит верхний и нижний горизонтально расположенные коллекторы, соединенные с баком трансформатора с помощью патрубков, вертикально расположенные охлаждающие трубы [3]. Над нижним горизонтальным коллектором размещена теплопередающая поверхность емкости, установленной на отдельной опоре, заполненной жидким теплоносителем. В качестве теплоносителя может выступать вода.

Нагретая жидкость поступает из верхней части бака трансформатора через патрубок в верхний горизонтальный коллектор, откуда попадает в охлаждающие трубы. При охлаждении жидкости ее плотность увеличивается, и она, опускаясь по трубам вниз, попадает в нижний коллектор. Теплопередающая поверхность емкости обеспечивает наиболее равномерное охлаждение жидкости, находящейся в нижнем горизонтальном коллекторе. Ночью от воды отводится тепло при помощи термоэлектрических преобразователей, увеличивающих движущую силу теплообмена, и часть воды переходит в лед. Лед образуется на ребрах, расположенных в воде. Днем лед тает, забирая избыточное тепло от трансформатора.

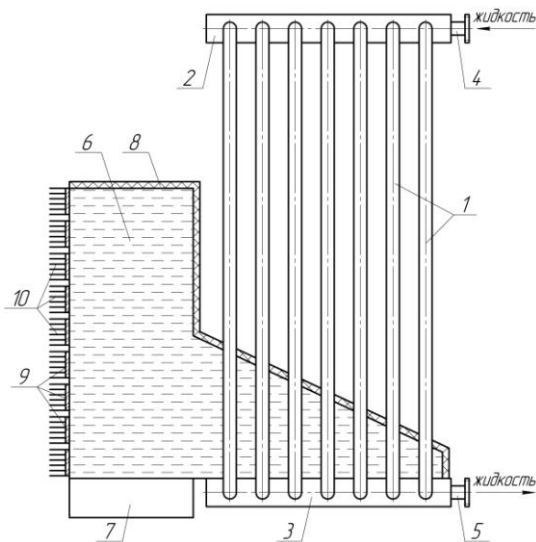


Рис. 1. Схема термоэлектрического устройства для дополнительного охлаждения масляного трансформатора: 1 – вертикальные трубы; 2 – верхний горизонтальный коллектор; 3 – нижний горизонтальный коллектор; 4, 5 – патрубки; 6 – емкость; 7 – опора; 8 – изоляция; 9 – термоэлектрический модуль; 10 – теплоотводящие ребра

Достоинством применения устройства является его интегрирование в действующую систему охлаждения трансформатора без демонтажа отдельных элементов оборудования. В жаркое время суток эффективность охлаждения жидкости в нижнем горизонтальном коллекторе повышается вследствие того, что с ростом ее температуры увеличивается конвективная теплоотдача. При этом коэффициент теплоотдачи от воды к стенке при свободном ее движении выше коэффициента теплоотдачи при поперечном обтекании труб турбулентным потоком воздуха в 3,57–9 раз. Кроме того, при работе устройства в условиях достаточного количества дождевых осадков над основной емкостью может быть размещена дополнительная емкость, служащая для сбора дождевой воды и имеющая сливной патрубок в нижней ее части, при этом над дополнительной емкостью устанавливается кварцевая лампа для уничтожения микроорганизмов и бактерий, образующихся в дождевой воде.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Важным этапом оценки работы предложенного устройства при решении задач по модернизации системы охлаждения является анализ процесса образования льда

на тонких металлических ребрах в емкости с водой. Исследования показали, что в пиковые режимы нагрузки эффективным является охлаждение определенного объема воды, содержащейся в емкости, до температуры 0 °С и замораживание оставшегося объема. Короткие ребра при одинаковом тепловом потоке образуют заметно большую толщину льда и более равномерную, чем длинные, за аналогичный промежуток времени (рис. 2).

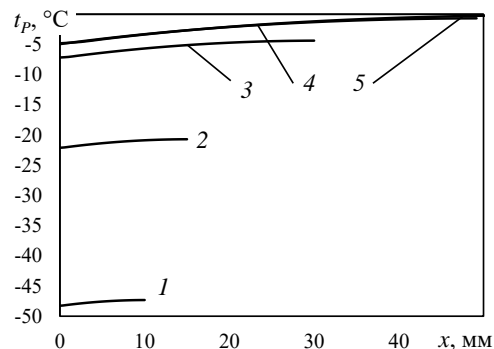


Рис. 2. Изменение температуры ребра t_p толщиной 4 мм по оси Ox вдоль ребра на 10 минуте работы при его длине: 1 – 10 мм; 2 – 15 мм; 3 – 30 мм; 4 – 50 мм; 5 – 75 мм

Таким образом, с течением времени эффективность охлаждения электрооборудования уменьшается, поэтому применение термоэлектрических преобразователей обусловлено при кратковременных существенных перегрузках в жаркий период времени года, лишь тогда обеспечивается эффективный отвод тепла от токоведущих элементов. Исследования показали, что применение термоэлектрических преобразователей в системе охлаждения силового оборудования промышленных предприятий позволит интенсифицировать отвод тепла.

Список литературы

- [1] Михеев Г.М., Ефремов Л.Г., Иванов Д.Е. Способы повышения энергоэффективности силовых трансформаторов // Вестник Чувашского университета. – 2013. – № 3. – С. 212–217.
- [2] Баширов М.Г., Минлибаев М.Р., Хисматуллин А.С. Повышение эффективности охлаждения силовых масляных трансформаторов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2014. – № 2. – С. 358–367.
- [3] Дмитриев А.В., Дмитриева О.С., Мадышев И.Н., Сагдеев А.А., Николаев А.Н. Термоэлектрическое устройство для дополнительного охлаждения масляного трансформатора: заявка на полезную модель № 2016112002 от 30 марта 2016 г.

Диагностика состояния энергетического оборудования и дефектов строительных ограждающих конструкций тепловизионным методом

Д.М. Валиуллина¹, В.Н. Енюшин², М.Ю. Половодов³

¹Казанский государственный энергетический университет,

²Казанский государственный архитектурно-строительный университет

Казань, Россия

valiullinadiliya@mail.ru

Решение задач по оценке технического состояния строительных ограждающих конструкций и энергетического оборудования в значительной степени связано с внедрением эффективных методов инструментального контроля и, в частности, теплового метода неразрушающего контроля – ИК-диагностики. В статье рассмотрены основные положения по проведению тепловизионной диагностики, основные факторы, влияющие на точность измерений. Приведены результаты ИК-диагностики различных объектов.

Ключевые слова: излучательная способность, тепловизионное обследование, ИК-диагностика, неразрушающий контроль, инфракрасная техника.

Diagnostics of the state of power equipment and defects of building non-load-bearing constructions of infrared by method

D.M. Valiullina¹, V.N. Enyushin², M.Y. Polovodov³

¹Kazan State Power University,

²Kazan State University of Architecture and Engineering

Kazan, Russian Federation

valiullinadiliya@mail.ru

Meeting the challenges of evaluating technical condition of building envelope constructions and energy equipment is largely connected to the introduction of effective methods of instrumental monitoring and, in particular, thermal nondestructive testing method – IR diagnostics. The following are the main points for thermal imaging diagnostics and main factors influencing measurement accuracy. The results are provided for IR diagnosis of various objects.

Keywords: emissivity, thermovision inspection, infrared diagnostics, non-destructive testing, infrared technology.

Успехи, достигнутые за последнюю четверть века в освоении инфракрасного диапазона электромагнитного спектра, привели к созданию разнообразной информационной аппаратуры и, в частности, тепловизоров – устройств, предназначенных для наблюдения объектов по их собственному инфракрасному излучению. Предшественники тепловизоров – теплогенераторы – были способны только обнаруживать теплоизлучающие объекты и определять их направление. По мере развития теплогенераторов появилась возможность использовать их не только для указанных целей, но и для визуального наблюдения распределения температуры теплоизлучающих объектов и их опознания.

Проблема энергосбережения в энергетическом и строительном секторе экономики России приобретает все большую актуальность [1, 2]. В связи с этим все более широкое применение получают приборы инфракрасной техники (ИКТ) [3 – 6], еще десять лет назад тепловизоры были доступны лишь узкому кругу пользователей, а сегодня подобные приборы имеются практически на всех предприятиях энергетики. Однако, зачастую,

недостаточная подготовка персонала, работающего с приборами ИКТ, приводит к ошибочным выводам о состоянии объекта исследования.

При проведении обследования необходимо учитывать коэффициент излучения поверхности обследуемого объекта, а также угол между осью тепловизионного приемника и нормалью к излучающей поверхности объекта. При проведении измерений однотипных объектов необходимо располагать тепловизионный приемник на одинаковом расстоянии и под одинаковым углом его оптической оси к поверхности объекта.

При обнаружении более нагретых зон необходимо, прежде всего, оценить, не является ли это следствием разницы в коэффициентах излучения, не связано ли это с наличием отверстий или расположенных под углом плоскостей, а также с нагревом от внешнего источника излучения.

Тепловизор обеспечивает визуализацию нагрева, часто не видимого невооруженным глазом, позволяя, таким образом, сделать количественный анализ повышения температуры. Чувствительность тепловизора позволяет

отображать и записывать перепады температуры в пределах $0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$, что намного превышает значения, необходимые для выявления дефектов в электрооборудовании.

Повышения температуры и разброс тепловых характеристик, как правило, связаны с определенными дефектами электрооборудования. Инженеры компаний, проводящих тепловизионные обследования, смогут на месте оценить ситуацию и определить приоритетность действий по исправлению положения. Среди основных причин перегрева компонентов электрооборудования можно выделить слабый контакт в месте соединения, дисбаланс нагрузки и перегрузки.

Обследование позволяет мгновенно обнаружить и отобразить нагрев одного провода в пучке или среди сотен терминалов. Перегрев компонентов электрооборудования, приводящий к выходу их из строя, не будет визуально заметным для обслуживающего персонала, но станет очевидным для специалиста выполняющего тепловизионное обследование. Слабый электрический контакт под нагрузкой вызывает повышение температуры, что в конечном итоге может привести к возникновению дуги. Как результат, в лучшем случае пропадет контакт, в худшем – возникший пожар может привести к остановке дорогостоящего оборудования или техники.

Наиболее существенное влияние на достоверность измеренных температур оказывает излучательная способность исследуемой поверхности, а при измерениях на открытом воздухе – и солнечная радиация [7].

Коэффициент излучения материала в общем виде зависит от длины волны, температуры и угла наблюдения поверхности контролируемого объекта. Для металлов коэффициенты излучения постоянны в интервале углов наблюдения $0 - 40^{\circ}$, для диэлектриков – в интервале углов $0 - 60^{\circ}$. За пределами этих значений коэффициент излучения быстро уменьшается до нуля при направлении наблюдения по касательной. Так, при длине волны излучения $10\text{ }\mu\text{m}$ при наблюдении по нормали вода близка к абсолютно черному телу, а при наблюдении по касательной становится зеркалом, $E \rightarrow 0$.

Для наглядной иллюстрации влияния излучательной способности исследуемой поверхности на точность измерения температуры авторами было проведено термографирование цилиндрической емкости из шлифованной нержавеющей стали, заполненной горячей водой. Очевидно, температура поверхности емкости должна быть близка к температуре воды, а судя по термограмме, она значительно ниже: всего лишь около $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ против почти $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ на поверхности воды (рис. 1). Здесь же можно отследить влияние угла наблюдения: с увеличением отклонения от вертикали температура поверхности воды «снизилась» почти на $4\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Другой пример влияния излучательной способности поверхности исследуемого объекта на точность измерения температуры (рис. 2).

Значительное понижение температуры ($72,6\text{ }^{\circ}\text{C}$) в рассмотренной области по сравнению со средней температурой ($78,5\text{ }^{\circ}\text{C}$) связано с тем, что фланец практически по всей длине имеет отполированные блестящие области. В данных местах коэффициент излучения металла становится значительно ниже. Таким образом, «понижение» температуры не связано с каким-либо дефектом.

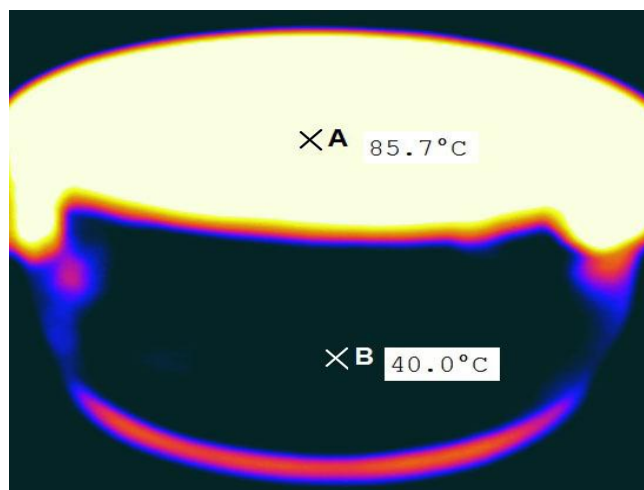


Рис. 1. Термограмма емкости, заполненной горячей водой

К сожалению, большинство пользователей приборов ИКТ игнорируют столь существенное влияние излучательной способности поверхности объекта исследования. Очевидно, именно поэтому часто приходится слышать, что при тепловизионной диагностике можно получить любые, в том числе и взаимоисключающие результаты.

Одним из наиболее часто встречающихся заблуждений можно считать тезис о том, что тепловизор «является качественным многоточечным термометром» [8].

Другой, часто встречающейся ошибкой операторов приборов ИКТ, можно считать поиск на «холодной» стороне ограждающей конструкции зон с повышенной температурой и на «теплой» стороне – холодных участков, которые действительно в большинстве случаев соответствуют дефектам конструкции. Однако, в зависимости от градиента температуры и давления, этот тезис не всегда подтверждается. Автор наблюдал дефект обмуровки котельного агрегата – сквозную трещину, вблизи которой температура понизилась вследствие «подсоса» в топку сравнительно холодного воздуха из помещения котельной [9]. Аналогичный случай описан в статье В.П. Вавилова и И.А. Лариошиной: сквозная трещина вертикального шва ограждающей конструкции была идентифицирована только после проведения термографического обследования внутри помещения, так как холодная полоса на наружной термограмме подозрений не вызвала, поскольку соответствовала углу здания [8].

Таким образом, при диагностике необходимо учитывать и наличие градиента давлений на сторонах ограждающей конструкции.

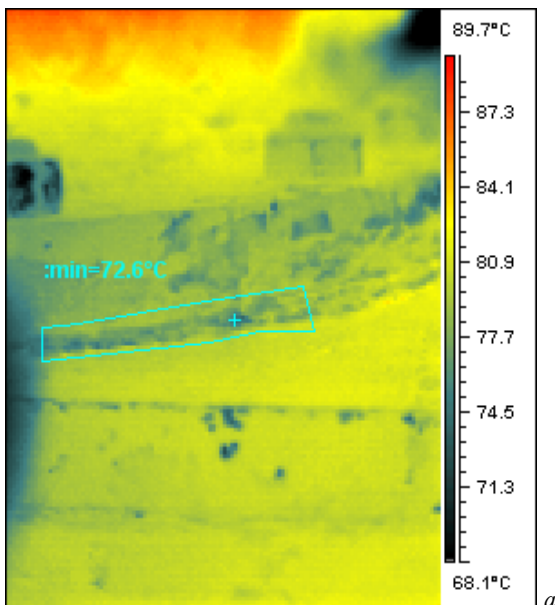


Рис. 2. Термограмма (а) и фотография (б) фланцевого соединения

Значительное влияние могут оказать отопительные приборы, лампы освещения и другие нагретые предметы. В результате термографическая съемка может показать горячую точку (пятно), хотя в действительности это просто тепловое отражение (рис. 3). Поэтому рекомендуется в подобных случаях производить ИК-обследование объекта под различными углами зрения и с изменением местоположения оператора с ИК-прибором. При необходимости на время измерения отключается освещение объекта и т.п.

При ИК-диагностике на открытом воздухе источниками погрешности могут быть метеорологические условия: ветер, атмосферные осадки, но основным фактором является прямая и отраженная солнечная

радиация, а также рассеянное излучение и излучение источников искусственного освещения [10].

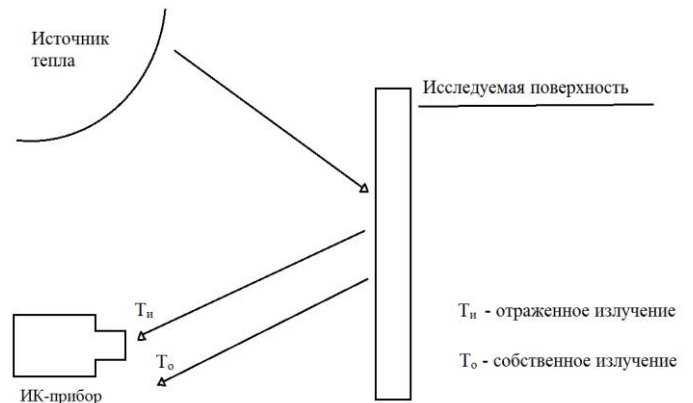


Рис. 3. Влияние отражения теплового излучения

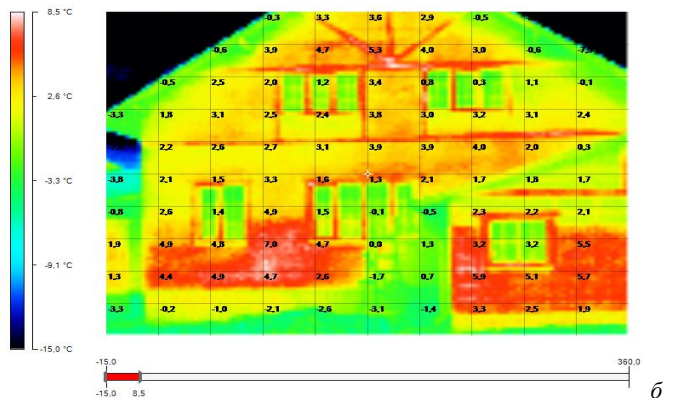


Рис. 4. Фотография (а) и термограмма (б) фасада жилого дома

На рис. 4 представлены фотография и термограмма одного из фасадов загородного жилого дома. На термограмме отчетливо видно влияние солнечной радиации: участки, имеющие большую излучательную способность, нагрелись на солнце, и температура их поверхности местами более чем на семь градусов выше, чем температура таких же поверхностей, находящихся в тени от пристроя и карнизов кровли. Температуры глады стены и цоколя, имеющих меньшую степень черноты, даже находящихся на солнце, ниже на три-пять градусов.

Современные тепловизоры позволяют достаточно легко получить картину распределения так называемых радиационных температур, однако для определения действительных температур необходимо учитывать

влияние множества факторов: состояние атмосферы (туман, дождь, снег), солнечную радиацию (прямую и рассеянную) и особенно излучательную способность исследуемой поверхности. Кроме того, в ряде случаев должно приниматься во внимание и влияние инфильтрации и эксфильтрации воздуха.

Список литературы

- [1] Левин Е.В., Окунев А.Ю. К вопросу об определении распределения температур на поверхности строительных объектов тепловизионным методом // Вестник МГСУ. – 2011. – № 3, Т. 1. – С. 245–256.
- [2] ВСН 43-96. Ведомственные строительные нормы по теплотехническим обследованиям наружных ограждающих конструкций зданий с применением малогабаритных тепловизоров.
- [3] ГОСТ 26629-85. Здания и сооружения. Метод тепловизионного контроля качества теплоизоляции ограждающих конструкций.

- [4] ИСО 6781-83. Теплоизоляция. Качественное выявление теплотехнических нарушений в ограждающих конструкциях. Инфракрасный метод.
- [5] Енюшин В.Н., Крайнов Д.В. О влиянии излучательной способности поверхности исследуемого объекта на точность измерения температур при тепловизионном обследовании // Известия КГАСУ. – 2013. – № 1(23). – С. 99–103.
- [6] Вавилов В.П., Лариошина И.А. Роль тепловидения при проведении энергоаудита и составлении энергопаспортов строительных сооружений // Вестник науки Сибири. – 2012. – № 2(3). – С. 33–40.
- [7] Козлов В.К., Енюшин В.Н. Термографическое обследование котельных агрегатов // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2005. – № 3/4. – С. 101–104.
- [8] Енюшин В.Н., Камалтдинова Э.М. Термографическое обследование каркасного дома // Известия КГАСУ. – 2011. – № 2(16). – С. 86–93.
- [9] Гагарин В.Г., Козлов В.В. Перспективы повышения энергетической эффективности жилых зданий в России // Вестник МГСУ. – 2011. – № 3, Т. 1. – С. 192–200.
- [10] СНиП 23-02-2003. Тепловая защита зданий.

Методика оценки показателей надёжности электроснабжения в условиях ухудшенного качества электрической энергии

А.В. Валянский, И.И. Карташев, Ю.В. Шаров
ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»
Москва, Россия
andrew-freeman@mail.ru

Процентная доля искажающей нагрузки в современных системах электроснабжения ежегодно возрастает. Одновременно с этим увеличиваются амплитуды кондуктивных электромагнитных помех (таких как токи высших гармонических составляющих, токи обратной последовательности основной частоты), оказывающих дополнительное воздействие на токоведущие части силового электрооборудования. В результате происходит интенсивный износ и старение изоляции, что приводит к преждевременному выходу из строя силового электрооборудования и снижению уровня надёжности электроснабжения электроприёмников потребителя. В современных нормативных документах отсутствует связь между показателями качества электрической энергии и надёжности электроснабжения, что создаёт предпосылки для увеличения риска нарушения бесперебойности поставки электрической энергии в условиях ухудшенного её качества.

Ключевые слова: качество электрической энергии, надёжность электроснабжения, силовые трансформаторы, асинхронные двигатели.

The methodology of estimation indexes of power supply reliability in the poor power quality

A.V. Valjanskij, I.I. Kartashev, Ju.V. Sharov
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Moscow, Russia
andrew-freeman@mail.ru

The proportion of distorting loads in today's power supply systems is increasing annually. At the same time increased the amplitude of conductive electromagnetic disturbance (higher harmonics of current, currents of reverse sequence on the fundamental frequency) providing an additional impact on the current carrying parts electrical equipment. As a result, there is an intensive wear and aging of the insulation, leading to premature failure of electrical equipment and reduce the reliability of power supply of the consumers. In the current regulations, there is no link between the indicators of the power quality and reliability of the power supply, which creates preconditions for increasing the risk of violation of uninterrupted deliveries of electric power in the poor power quality.

Keywords: power quality, reliability of power supply, power transformers, asynchronous motors.

1. ВВЕДЕНИЕ

На пути создания интеллектуальных электрических сетей возникает комплекс задач, направленных на обеспечение качественного и бесперебойного электроснабжения электроприёмников (ЭП) потребителей. Показатели качества электрической энергии (ПКЭ), установленные в нормативной документации [1], характеризуют процессы выработки, передачи и распределения электрической энергии (ЭЭ). В отечественных распределительных электрических сетях (РЭС) классов напряжения 0,4–35 кВ наблюдаются нарушения нормативных значений ПКЭ по коэффициенту искажения синусоидальности формы кривой напряжения K_U , коэффициентам n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$ и несимметрии трёхфазной системы напряжений по нулевой K_{0U} и обратной K_{2U} последовательности основной частоты (далее кондуктивные помехи). Причиной нарушения норм ПКЭ является ежегодно растущая потребляемая мощность с искажающей нагрузкой (ЭП с нелинейной

вольтамперной характеристикой, полупроводниковые преобразователи и несимметричная трёхфазная нагрузка). Как известно, наибольшее распространение в РЭС имеют высшие гармонические составляющие порядка $6k \pm 1$, где $k \in \mathbb{Z}$. В РЭС с изолированным режимом работы нейтрали (класс напряжения 6–35 кВ) несимметрия трёхфазной системы напряжений обусловлена наличием токов обратной последовательности основной частоты, а при глухозаземлённом режиме работы нейтрали (класс напряжения до 1 кВ) – токами обратной и нулевой последовательности.

Надёжность электроснабжения (НЭС) регламентируется [2] в зависимости от категории бесперебойности поставки ЭЭ приёмникам потребителя. Основным требованием к бесперебойности поставки ЭЭ является количество независимых источников питания, присоединённых к зажимам ЭП потребителя. Нарушение бесперебойной поставки ЭЭ оценивается такими показателями, как ожидаемый объём недоотпуска электроэнергии $\Delta Э$ (как правило, годового) и связанная с ним вероятность отказа q системы

электроснабжения (СЭС) по отношению к данному узлу нагрузки. Причиной нарушения бесперебойной поставки ЭЭ являются отказы элементов РЭС, главным образом: воздушные и кабельные линии электропередачи, коммутационные аппараты, силовые трансформаторы. Отказы элементов РЭС вызваны как человеческим фактором, так и физическим их износом из-за выработки сверхнормативного срока службы. Согласно статистическим данным [3], наиболее уязвимой частью элементов РЭС к эксплуатационным факторам является твёрдая изоляция их токоведущих частей, а основным эксплуатационным фактором является температура нагрева активных частей электрооборудования (ЭО).

II. МОДЕЛИРОВАНИЕ НАДЁЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

A. Интенсивность внезапных и постепенных отказов элементов систем электроснабжения

Отказы элементов СЭС могут формироваться кратковременно и продолжительно. Время возникновения отказа элемента зависит от трёх составляющих: 1) амплитуды воздействующего фактора; 2) продолжительности воздействия; 3) сопротивления элемента фактору воздействия.

Внезапные отказы (например, импульсные напряжения, токи короткого замыкания) характеризуются большими амплитудами (с кратностями от нескольких единиц и более) и кратковременностью (от микросекунд до несколько секунд) воздействия факторов и связаны с переходными процессами в электрических сетях. Постепенные отказы (например, перенапряжения, допустимая токовая перегрузка, высшие гармонические и несимметричные составляющие тока или напряжения) характеризуются малыми амплитудами факторов (с кратностями менее единицы до нескольких единиц) и продолжительны во времени (часы-годы), наблюдаются в установившихся режимах работы электрических сетей. Поэтому эквивалентная интенсивность отказов λ_3 элемента СЭС будет складываться из суммы интенсивностей внезапных $\lambda_в$ и постепенных $\lambda_п$ отказов [4]:

$$\lambda_3(t) = \lambda_в(t) + \lambda_п(t). \quad (1)$$

Для формализации технического состояния элемента СЭС необходимо определить свойства потока событий, происходящих в процессе его эксплуатации. Из теории массового обслуживания [5] известно, что по отношению к потоку событий необходимо установить его свойства ординарности, последствия и стационарности. Так, например, простейшим является пуассоновский поток, которым описываются внезапные отказы:

$$\lambda_в(t) = \text{const}. \quad (2)$$

Изменение во времени интенсивности постепенных отказов зависит от большого количества влияющих параметров. Главным свойством постепенных отказов является их накопление (кумулятивность), то есть с течением времени интенсивность отказов монотонно возрастает:

$$\lambda_п'(t) > 0. \quad (3)$$

Таким образом, выражение (1) переписывается как

$$\lambda_3(t) = \lambda_в + \lambda_п(t). \quad (4)$$

Вероятность безотказной работы элемента СЭС $p(t)$ при начальном её значении p_0 связана с его эквивалентной интенсивностью отказов λ_3 следующим выражением:

$$p(t) = p_0 \cdot \exp\left(-\int_0^t \lambda_3(t) dt\right); \quad (5)$$

$$p(t) = p_0 \cdot \exp(-\lambda_в T) + p_0 \cdot \exp(-\lambda_к T), \quad (6)$$

где $\lambda_к$ – кумулятивная интенсивность отказов:

$$\lambda_к = \frac{1}{T} \int_0^T \lambda_п(t) dt. \quad (7)$$

Вероятность отказа элемента СЭС $q(t)$ равна:

$$q(t) = 1 - p(t). \quad (8)$$

B. Оценка надёжности работы распределительных трансформаторов

Среди элементов РЭС силовые трансформаторы занимают особое место, так как их отказы приводят к наиболее тяжёлым последствиям и продолжительному восстановлению нормальной схемы СЭС. В процессе эксплуатации силовые трансформаторы РЭС не подвергаются текущим и капитальным ремонтам, а эксплуатируются до полного отказа.

При работе в условиях ухудшенного качества электрической энергии (КЭ) отказ силового трансформатора происходит быстрее, что наносит ущерб потребителю и электросетевой организации. Кондуктивные помехи, распространяющиеся по токоведущим частям элементов РЭС, создают дополнительный нагрев. Дополнительный нагрев ускоряет процесс износа и старения изоляции обмоток силовых трансформаторов, что приводит к сокращению их срока службы в целом. Таким образом, надёжность работы силовых трансформаторов определяется классом нагревостойкости главной изоляции их обмоток.

На Рис. 1 показано семейство графиков зависимости кумулятивной интенсивности отказов $\lambda_к$ изоляции силового трансформатора от кратности срока службы $K_{сл}$:

$$K_{сл} = t_{сл} / T, \quad (9)$$

где $t_{сл}$ – текущее значение срока службы ЭО, лет; T – значение ожидаемого срока службы ЭО, лет.

Сплошные линии на Рис. 1 соответствуют тепловому воздействию тока нагрузки, а штриховые линии – воздействию тока нагрузки и кондуктивных помех (токи высших гармоник 5, 7, 11 и 13-го порядка и токи обратной последовательности основной частоты). Как видно из Рис. 1, графики зависимости $\lambda_к$ от дополнительного воздействия кондуктивных помех проявляются после наработки 50 % от ожидаемого срока службы ЭО ($K_{сл} > 0,5$). Следовательно, без проведения ремонтно-восстановительных работ после половины ожидаемого срока службы возрастает вероятность отказа силового трансформатора, подверженного воздействию от ухудшенного КЭ.

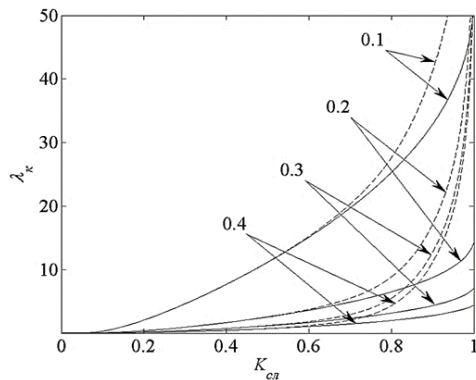


Рис. 1. Семейство графиков зависимости кумулятивной интенсивности отказов λ_k изоляции силового трансформатора от кратности срока его службы $K_{сл}$ при различных значениях коэффициента вариации тока нагрузки (0,1 ÷ 0,4)

С. Оценка надёжности работы асинхронных двигателей в системах собственных нужд крупных энергетических объектов

Асинхронные двигатели (АД) приводят в действие рабочие механизмы как на промышленных предприятиях, так и в системах собственных нужд (с. н.) крупных энергетических объектов (мощные трансформаторные подстанции, электростанции). Обеспечивая нормальную работу основного ЭО (силовые трансформаторы с системой охлаждения ДЦ, синхронные генераторы), АД с. н. оказывают косвенное влияние на бесперебойность поставки ЭЭ потребителям.

Надёжность работы АД определяется целостностью изоляции обмоток статора. Нагрев обмоток АД зависит от режима работы приводимого им в движение исполнительного механизма. АД с продолжительным режимом работы редко запускаются, и параметры их режима относятся к установившемуся процессу. Загрузка на валу таких АД близка к номинальной, то есть параметры режима соответствуют паспортным значениям. Поэтому воздействие кондуктивных помех на питающих зажимах приводит к дополнительному износу изоляции этих АД. Предлагается оценку сработавшего ресурса АД проводить в разрезе года с учётом изменения температуры окружающей среды (Рис. 2).

Вероятность отказа АД q оценивается по суммарной температуре нагрева обмотки статора $\theta_{об}$, превышающей температурный индекс изоляционного материала:

$$q = K_t \cdot \left(1 - \int_{L_1}^{L_2} f(L) dL \right), \quad (10)$$

где K_t – относительное значение времени превышения температурного индекса изоляции АД за год; L – относительное значение теплового срока службы изоляции АД:

$$L = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^N \left[\int_0^{\Delta t_i} e^{B \left(\frac{1}{\theta_{об}(t)} - \frac{1}{\theta_{норм}} \right)} dt \right], \quad (11)$$

где T – рассматриваемый период времени (год); B – постоянный коэффициент, определяемый из ускоренных испытаний на нагревостойкость изоляции; $\theta_{норм}$ – нормативное значение температурного индекса изоляционного материала, °С.

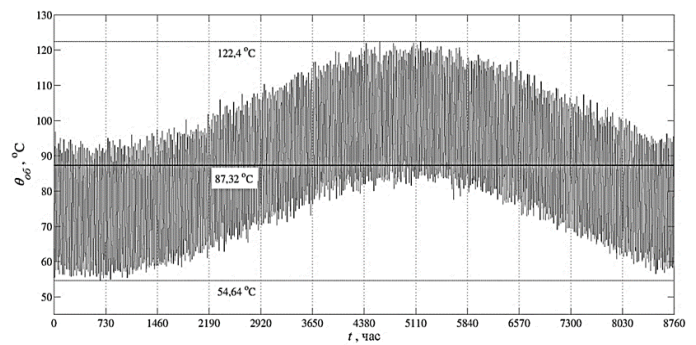


Рис. 2. Изменение суммарной температуры нагрева обмотки статора асинхронного двигателя $\theta_{об}$ в разрезе года

В результате компьютерного моделирования с помощью генератора псевдослучайных чисел и по формулам (10), (11) получена диаграмма зависимости вероятности отказа АД от коэффициента искажения напряжения $K_{U\Sigma}$ на его зажимах (Рис. 3) за один год:

$$K_{U\Sigma} = \sqrt{K_{2U}^2 + \sum_{n=5}^{13} K_{U(n)}^2}. \quad (12)$$

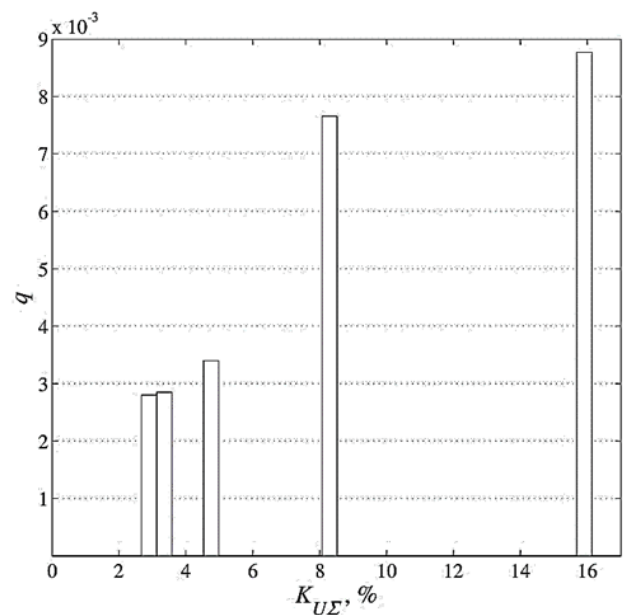


Рис. 3. Диаграмма зависимости вероятности отказа асинхронного двигателя от коэффициента искажения напряжения

Как видно из диаграммы рис. 3, максимальный прирост вероятности отказа АД наблюдается при значении $K_{U\Sigma} = 8,29 \%$, когда наибольший вклад в перегрев обмотки статора вносят высшие гармонические составляющие напряжения 5-го порядка.

III. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НЕДОУПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ОТ ВЛИЯНИЯ УХУДШЕННОГО КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Рассмотрим двухтрансформаторную подстанцию РЭС напряжением 10 кВ, питающую двигательную нагрузку. На основании принципиальной электрической схемы подстанции (Рис. 4, а) получаем расчётную схему по оценке НЭС двигательной нагрузки (Рис. 4, б).

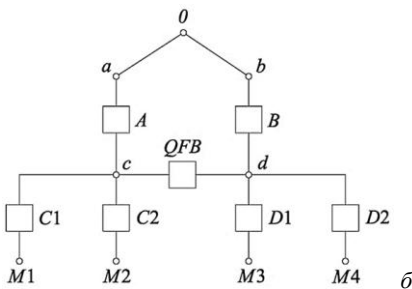
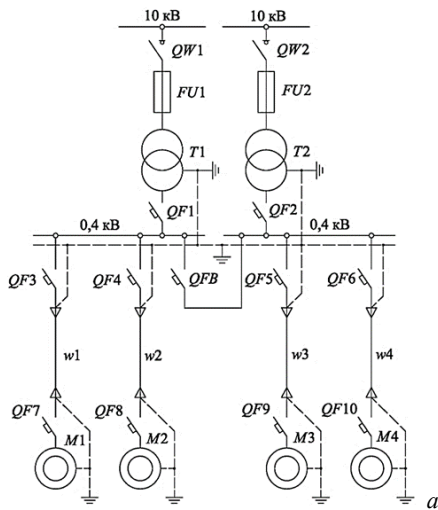


Рис. 4. Принципиальная электрическая схема (а) и расчётная схема по оценке надёжности электроснабжения двигательной нагрузки (б) двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

Элементами, подверженными ухудшению КЭ, являются силовые трансформаторы $T1, T2$ и асинхронные двигатели $M1-M4$. Расчётная схема (Рис. 4, б) может находиться в следующих состояниях: (1) – рабочее состояние схемы; (2) – отказ a или A ; (3) – отказ b или B ; (4) – отказ c ; (5) – отказ d ; (6) – отказ элементов a или A, c ; (7) – отказ элементов b или B, d ; (8) – отказ $C1$; (9) – отказ $C2$; (10) – отказ $D1$; (11) – отказ $D2$; (12) – отказ схемы. Далее построим граф переходов и состояний расчётной схемы (рис. 5).

Согласно графу переходов и состояний записывается система дифференциальных уравнений (СДУ) Колмогорова [5]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ p_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(\lambda_{11} + \mu_{11}) & \cdots & (\lambda_{1j} + \mu_{1j}) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ (\lambda_{i1} + \mu_{i1}) & \cdots & -(\lambda_{ij} + \mu_{ij}) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ p_i \end{bmatrix}. \quad (13)$$

В результате решения СДУ (13) получаем зависимости вероятностей состояния расчётной схемы от времени $p_i = f(t)$. В частности, на Рис. 6 представлена зависимость вероятности отказа Q расчётной схемы от кратности срока службы $K_{сл}$.

Из Рис. 6 следует, что при $K_{сл} = (0 \div 0,2)$ вероятность отказа Q возрастает по экспоненциальной зависимости, что свидетельствует о преобладании внезапных отказов. Далее значение Q стабилизируется, и при $K_{сл} > 0,5$ проявляются постепенные отказы, накопленные за предшествующий период эксплуатации.

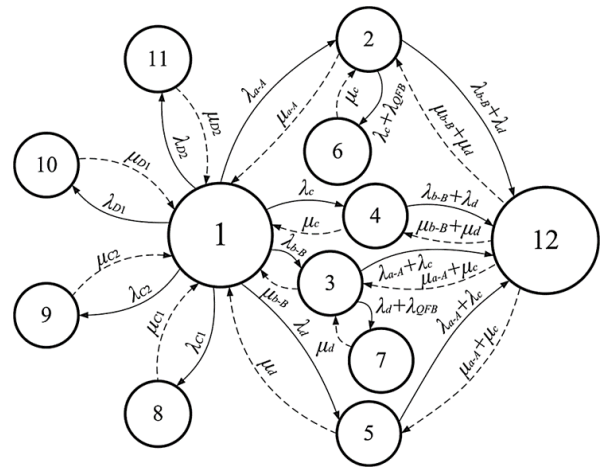


Рис. 5. Граф переходов и состояний расчётной схемы

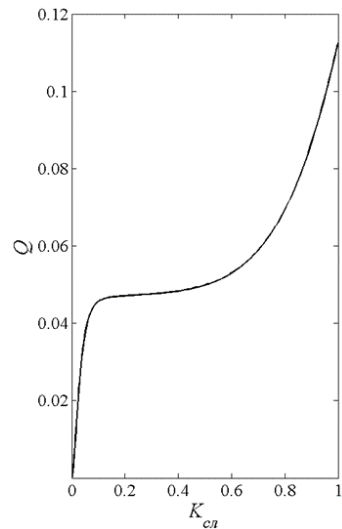


Рис. 6. Зависимость вероятности отказа Q расчётной схемы (состояние 12 из списка) от кратности срока службы $K_{сл}$

Недоотпуск электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$ двигательной нагрузке связан с вероятностью отказа Q расчётной схемы подстанции следующим соотношением в $кВт \cdot ч$ [4]:

$$\Delta \mathcal{E} = Q \cdot D_p \cdot T, \quad (14)$$

где D_p – дефицит мощности, равный разности между потребляемой мощностью нагрузки и мощностью резерва, $кВт$; T – рассматриваемый период времени, $часы$.

Список литературы

- [1] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- [2] Правила устройства электроустановок. Издание 7.
- [3] Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г., Складчиков А.А. Расследование технологических нарушений электрооборудования подстанций // Энергоэксперт. – 2011. – № 5. – С. 78–83.
- [4] Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надёжности систем электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1981. – 224 с.
- [5] Елтаренко Е.А. Исследование операций (теория массового обслуживания, теория игр, модели управления запасами): учеб. пособие. – М.: МИФИ, 2007. – 158 с.

Моделирование переходных процессов на контактах коммутационного аппарата

А.А. Воронин, Н.А. Лаптев, А.А. Юдина
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
samgtu-elst@yandex.ru

При отключении короткого замыкания в электрической сети на контактах коммутационного аппарата происходит непрерывное изменение напряжения, динамика изменения напряжения зависит как от конструкции коммутационного аппарата, так и от параметров электрической сети, в которой установлен аппарат; для моделирования переходного процесса на контактах коммутационного аппарата использовались интегральные динамические модели электрической дуги, параметры этих моделей определялись по экспериментальным осциллограммам тока и напряжения по специально разработанной методике; моделирование проводилось в программной среде MATLAB.

Ключевые слова: коммутационный аппарат, короткое замыкание, интегральные динамические модели электрической дуги.

Modelling of transition processes on contacts of the switching device

A.A. Voronin, N.A. Laptev, A.A. Yudina
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
samgtu-elst@yandex.ru

At shutdown of short circuit in an electric network on contacts of the switching device there is a continuous change of tension, dynamics of change of tension depends, as on a design of the switching device, and on parameters of an electric network in which the device is installed; for modeling of transition process on contacts of the switching device integrated dynamic models of an electric arch were used, parameters of these models were determined by experimental ostillogramma of current and tension by specially developed technique; modeling was carried out in the program environment MATLAB.

Keywords: the switching device, short circuit, integrated dynamic model of the electric arc.

I. ВВЕДЕНИЕ

Для описания сложных физических явлений, происходящих в цепях, содержащих коммутационные аппараты, необходимо иметь математическую модель электрической дуги. Существует ряд подходов к моделированию дуги. Первый подход предполагает описание физических процессов в столбе дуги, что приводит к необходимости решения основных уравнений для дуговой плазмы. Решение же системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, которые описывают состояние дуговой плазмы, в сочетании с уравнениями цепи, в которой горит электрическая дуга, представляет собой нелегкую, а порой и неразрешимую задачу.

При втором подходе для построения математической модели дуги используется интегральное уравнение энергетического баланса. Такие модели целесообразно использовать при расчетах взаимодействия дуги в коммутационном аппарате и электрической цепи, в которой установлен этот аппарат. Для их построения достаточно иметь полученные при испытаниях осциллограммы тока и напряжения на дуге. Модели этого типа называются интегральными динамическими моделями электрической дуги [1] и представляют собой класс

нелинейных дифференциальных уравнений первого, второго и более высоких порядков.

II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ С ПОСТОЯННЫМИ КОЭФФИЦИЕНТАМИ

Первыми динамическими моделями дуги такого типа были модели Майра и Кассии. Они использовались исследователями для проведения качественного анализа процессов в цепях с электрическими дугами.

Определим оценки параметров динамической модели дуги с постоянными коэффициентами. В качестве иллюстрации работоспособности методики определим параметры наиболее популярной среди двухпараметрических моделей электрической дуги – модели Майра:

$$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{1}{\theta} \cdot \left(\frac{U \cdot I}{P_0} - 1 \right), \quad (1)$$

где I , U , g – ток, напряжение и проводимость дуги соответственно; P_0 – величина теплоотвода от ствола дуги; $\theta = Q_0/P_0$ – постоянная времени дуги; Q_0 – параметр, определяемый по экспериментальным данным. Для получения оценок параметров модели дуги применим метод наименьших квадратов. В связи с тем, что данный

метод может быть использован для идентификации лишь линейных по параметрам моделей [2], целевую функцию суммы квадратов невязок для модели Майра запишем в следующем виде:

$$\Phi = \sum_{i=1}^n \left(Q_0 \frac{1}{g_i} \frac{dg_i}{dt} + P_0 - U_i I_i \right)^2, \quad (2)$$

где Q_0 и P_0 – параметры модели; n – число наблюдений в выборке.

Для того чтобы минимизировать целевую функцию суммы квадратов невязок [3] для модели Майра, частные производные от нее по каждому из параметров приравняем к нулю.

Получаем систему уравнений, в которой значения тока и напряжения берутся с осциллограммы коммутации цепи, проводимость определяется по закону Ома, производные проводимости дуги по времени dg_i/dt для различных моментов времени вычисляются численно. Решив систему уравнений, получаем значения параметров P_0 , Q_0 , постоянной времени модели Майра $\theta = Q_0/P_0$ и их оценки.

Расчеты были проведены в программной среде MATLAB для выборки из 18 наблюдений, взятых с зависимостей тока и напряжения от времени. Погрешность определения параметров составила 0,014 % для P_0 , 0,17 % для Q_0 , 0,16 % для θ . Таким образом, по результатам приведенных расчетов определения погрешности параметров можно сделать вывод о том, что при «незашумленных» исходных данных с помощью метода наименьших квадратов можно получить достаточно точные значения оценок параметров модели Майра.

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ С ИЗМЕНЯЮЩИМИСЯ ГЕОМЕТРИЧЕСКИМИ РАЗМЕРАМИ

Если необходимо правильно передать не только качественную картину, но и дать количественные оценки процесса гашения дуги в конкретной цепи, то двухпараметрические динамические модели становятся непригодными. В случае же, если моделирование производится при проектировании контактно-дугогасительной системы, целесообразно использовать модели дуги с изменяющимися геометрическими размерами [3], которые учитывают изменение длины и сечения столба дуги, для более точного описания поведения электрической дуги. В результате выполнения вычислений

и некоторых преобразований получим динамическую модель электрической дуги с изменяющимися геометрическими размерами:

$$\frac{1}{g} \frac{dg}{dt} = \frac{P_0}{Q_0} \frac{\sqrt{4\pi}}{\sqrt{S}} \left(\frac{UI}{P_0 l \sqrt{4\pi S}} - 1 \right) - \frac{1}{l} \frac{dl}{dt} \left(1 + \ln \frac{gl}{\sigma_0 S} \right) + \frac{1}{S} \frac{dS}{dt} \left(1 - \ln \frac{gl}{\sigma_0 S} \right), \quad (3)$$

где U – напряжение на дуге; I – ток дуги; g – проводимость дуги; l – длина дуги; S – площадь поперечного сечения дуги; P_0 – величина теплоотода от единицы поверхности дуги; Q_0 – количество тепла, при выносе которого из единицы объема столба дуги (или подводе к столбу) удельная проводимость дуги изменяется в $e=2,7$ раза; σ_0 – коэффициент, имеющий размерность удельной проводимости. Все три параметра P_0 , Q_0 , σ_0 , входящие в модель, определяются по результатам эксперимента.

Для ряда характерных способов стабилизации дугового разряда в пространстве можно приблизительно считать либо сечение дуги неизменным, либо ее длину.

Моделирование электрической дуги отключения в коммутационном аппарате с учетом цепи, в которой установлен аппарат, осуществлено в среде MATLAB.

Полученные результаты хорошо согласуются с опубликованными ранее положениями по теории восстанавливающегося напряжения на контактах коммутационных аппаратов.

Список литературы

- [1] Новиков О.Я., Путько В.Ф., Танаев В.В. и др. Математические методы исследования динамики и проблемы управления низкотемпературной плазмой // Низкотемпературная плазма. Т.2. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991. – 257 с.
- [2] Загускин В.Л. Численные методы решения плохо обусловленных задач. – Ростов н/Д.: Изд. Рост. ун-та, 1976. – 187 с.
- [3] Воронин А.А., Кулаков П.А., Новиков О.Я. Идентификация и устойчивость электрической дуги // Проблемы нелинейной электротехники: 3-я Всесоюз. науч.-техн. конф.: тез. докл. – 1988. – Ч. 3. – С. 86–88.
- [4] Бард Й. Нелинейное оценивание параметров. – М.: Статистика, 1979. – 349 с.

Экспериментальное исследование феррорезонансных процессов в синтетических схемах

А.А. Ганиев

ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Новосибирск, Россия
artem.ganiev@mail.ru

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) электромагнитного типа подвержены повреждениям из-за возникновения феррорезонансных процессов. В настоящее время наиболее эффективной технической мерой по предотвращению феррорезонанса считается применение антирезонансных ТН. В ГОСТ 1983-2001 на измерительные трансформаторы напряжения нет четкого понятия «антирезонансный ТН». Не указано, что понимается под «антирезонансными свойствами ТН», и не приводятся способы подтверждения антирезонансных свойств.

При разработке использовался метод математического моделирования в среде MATLAB. На основе результатов математического моделирования была спроектирована физическая модель, включающая в себя трансформатор на напряжение 220 В, для проведения дальнейших исследований, подтверждения и корректировки математической модели.

Разработана методика испытаний трансформаторов напряжения на стойкость к феррорезонансу. Методика испытаний опробована на реальной физической модели. Результаты испытаний в физической модели хорошо согласуются с математической моделью. Предложенная методика испытаний позволяет получить достоверные данные о стойкости трансформаторов напряжения к феррорезонансу, уточнить в процессе испытаний параметры математических моделей испытываемых трансформаторов.

Ключевые слова: феррорезонанс, трансформаторы напряжения.

Experimental study of ferroresonance processes in simulated circuits

A.A. Ganiev

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation
artem.ganiev@mail.ru

Electromagnetic voltage transformers (VT's) are susceptible to damage due to the occurrence of ferroresonance processes. Currently, the most effective technical solution of ferroresonance problem is the special antiresonant VT's. But there is no clear definition of term "antiresonant" in national standard №1983-2001 on VT's. Also, standard do not explains term "antiresonance properties" and gives no useful means to confirm this properties.

Numerical results have been obtained by means of mathematical modeling with MATLAB as the software tool for simulations. Using the results of mathematical modeling, the physical model of ferroresonance processes was constructed on the base of 220V transformer. This model was further used for confirmation and adjustment of mathematical models.

A thechnique for testing voltage transformers for ferroresonance stability are worked out. This technique was tried out on physical model. Results of physical modeling are in accordance with results of MATLAB simulation. Suggested testing procedure allows to obtain reliable data about VT's ferroresonance stability and to adjust parameters of VT's mathematical models during tests.

Keywords: ferroresonance, voltage transformers.

I. ВВЕДЕНИЕ

Важной задачей в энергетике является обеспечение бесперебойного питания потребителей. Одной из причин, которая может помешать электроснабжению, является феррорезонанс.

Феррорезонанс – колебательный процесс в контуре, содержащем нелинейную индуктивность и ёмкость. В случае, когда феррорезонанс возникает в трансфор-

маторе напряжения (ТН), в качестве нелинейной индуктивности выступает ТН, а ёмкость обусловлена наличием емкостных делителей в многоразрывных выключателях и емкостью ошинок. Электромагнитные ТН часто повреждаются из-за возникновения опасных феррорезонансных процессов, при которых возникают токи и напряжения, превышающие номинальные в несколько раз, что и приводит к повреждению трансформатора. В сетях с глухо заземлённой нейтралью

(110 – 500 кВ) основные причины возникновения феррорезонанса:

- отключение холостых ошинок многоразрывными выключателями, оснащёнными ёмкостными делителями напряжения;
- неполнофазные режимы, не сопровождающиеся короткими замыканиями, например обрыв шлейфа на опоре воздушной линии электропередачи (ВЛ) или на подстанции, отказ полюса выключателя при коммутации.

Основным способом борьбы с феррорезонансом является использование «антирезонансных» ТН, т.е. таких трансформаторов, конструкция которых ограничивает или исключает возникновение этого явления. Большинство российских производителей в настоящее время выпускают именно «антирезонансные» ТН. Новая политика ПАО «Россети» предусматривает применение исключительно «антирезонансных» ТН. Кроме этого, ПАО «Россети» требует подтверждать свойства аттестуемого оборудования испытаниями. В связи с этим возникают такие проблемы, как:

- отсутствие четкого определения «антирезонансный ТН» в ГОСТ 1983-2001;
- отсутствие в ГОСТ методических указаний по испытанию ТН на стойкость к феррорезонансу.

Из-за отсутствия данной нормативной базы заводы-изготовители могут недобросовестно проводить испытания своей продукции. Например, при испытаниях использовать такие емкости, при которых трансформатор заведомо не будет входить в устойчивый феррорезонанс. В связи с этим могут возникать проблемы при эксплуатации оборудования.

II. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Целью исследования является разработка методики испытаний ТН на стойкость к феррорезонансу.

Задачи:

- разработка программы испытания ТН;
- разработка испытательной схемы;
- разработка защиты ТН при испытаниях;
- разработка измерительных цепей.

III. ПРОГРАММА ИСПЫТАНИЙ ТН НА СТОЙКОСТЬ К ФЕРРОРЕЗОНАНСУ

Испытания ТН на стойкость к феррорезонансу в реальных сетях связаны с риском повреждения оборудования, и поэтому наиболее целесообразно проведение испытаний в синтетических (воспроизводящих реальную сеть в лаборатории) схемах. При этом испытания ТН 110 кВ и выше в целом являются достаточно сложными с точки зрения технической реализации и весьма дорогостоящими. Поэтому для разработки методики испытаний и её опробования на реальных трансформаторах была выбрана модель сети, основанная на трансформаторе напряжением 0,4 кВ.

Первым этапом предлагаемой методики испытаний является математическое моделирование, включающее в себя составление математической модели ТН и испы-

тательной схемы, а также подбор емкостей, при которых возникает устойчивый феррорезонанс в испытуемом трансформаторе. В качестве испытуемого трансформатора был выбран трансформатор ТПП-270-127/220-50. Данный трансформатор был выбран потому, что разработку и апробацию методики испытания ТН можно проводить на трансформаторах любого класса напряжения, а создание и изменение конфигурации испытательной схемы на небольшом напряжении можно производить, затрачивая меньше времени и финансовых ресурсов. На основании геометрических параметров магнитопровода, марки стали, из которой он изготовлен, а также геометрии и количества витков обмоток для исследуемого трансформатора была рассчитана кривая намагничивания. Далее, применяя расчетную схему (рис. 1), путём большого количества компьютерных симуляций была построена область существования феррорезонанса (рис. 2) для испытуемого трансформатора, показывающая, при каких емкостях, моделирующих емкости ошинок и выключателей, трансформатор будет входить в устойчивый феррорезонанс.

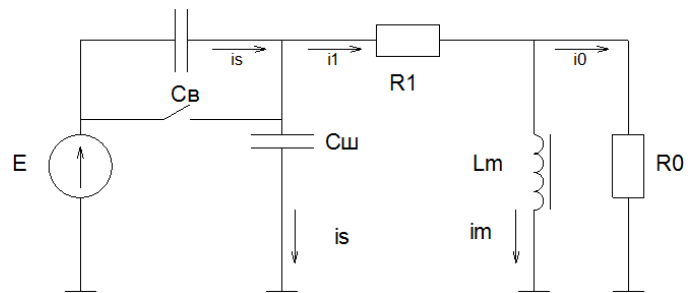


Рис. 1. Расчетная схема

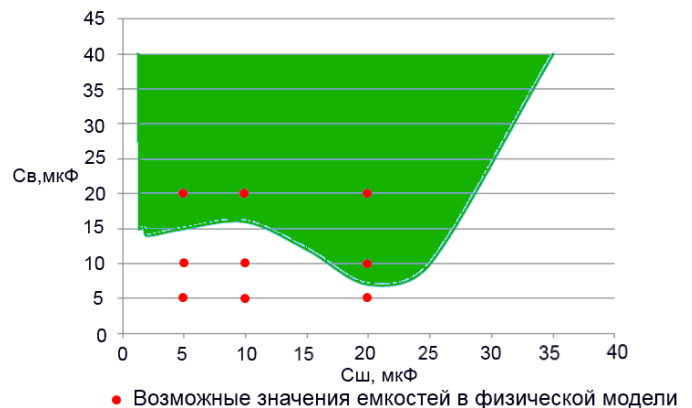


Рис. 2. Область феррорезонанса ТПП-270-127/220-50

Вторым этапом предлагаемой методики является создание испытательной установки и проведение испытаний. Испытания необходимы для уточнения параметров математической модели. Установка для испытания трансформатора ТПП-270-127/220-50 включает в себя следующие элементы:

- трансформатор ТПП-270-127/220-50;
- конденсаторы, имитирующие емкости ошинок и делителей выключателей в диапазоне от 5 до 20 мкФ;
- измерительную цепь, состоящую из измерительных шунтов, стабилитронов для ограничения напряжения на плате сбора данных и платы сбора данных;

- схему защиты испытуемого трансформатора при проведении испытаний, так как при феррорезонансе возникают токи и напряжения, в несколько раз выше номинальных;
- питающий лабораторный автотрансформатор (ЛАТР).

После проведения испытаний переходят к третьему этапу предлагаемой методики, основной целью которого является уточнение на основании опытных осциллограмм математической модели и параметров трансформатора, таких как:

- индуктивность рассеивания;
- потери в магнитопроводе;
- кривая намагничивания.

После уточнения математической модели производится дальнейшее компьютерное исследование испытуемого трансформатора на стойкость к феррорезонансу. Использование математической модели позволяет сократить время и средства при проведении дальнейших исследований ТН.

IV. ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ

Испытательная установка (рис. 3) с трансформатором ТПП-270 была собрана в лаборатории (рис. 4). Для предотвращения повреждения испытуемого ТН было реализовано автоматическое отключение испытательной схемы через 2 с после начала феррорезонансного процесса.

Далее был выполнен ряд опытных возбуждений феррорезонанса.

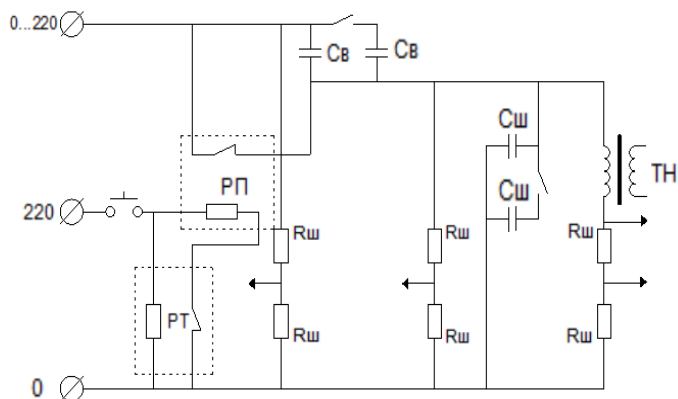


Рис. 3. Схема испытательной установки

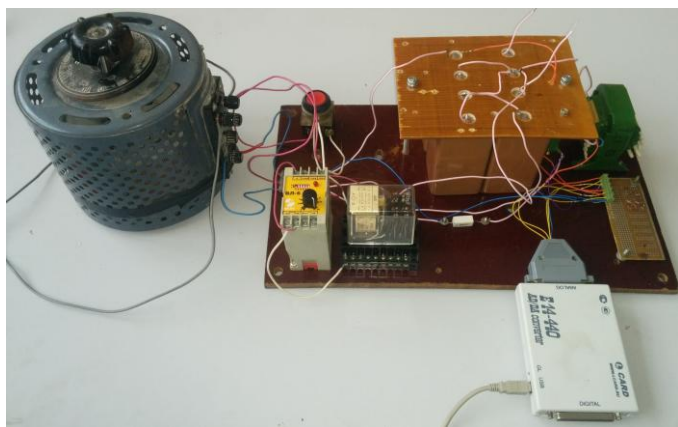


Рис. 4. Внешний вид испытательной установки

В результате возбуждения феррорезонанса в опытной схеме при величине емкостей 10 мкФ и напряжении источника 127 В были получены опытные осциллограммы феррорезонансного процесса (рис. 5, 6). Эти осциллограммы были сопоставлены с осциллограммами, полученными при компьютерном моделировании (рис. 7, 8), они согласуются. По результатам моделирования и из опыта получается, что устойчивый феррорезонанс при приведенных выше параметрах схемы возникает на частоте 16,6 Гц. При этом амплитуда тока в первичной обмотке достигает 0,6 А, а напряжение – 250 В (при приложенном от источника питания – 127 В).

Как видно из рис. 5 – 8, опытные осциллограммы хорошо согласуются с расчётными. Это свидетельствует о том, что расчёт характеристики намагничивания испытуемого трансформатора был выполнен с достаточной точностью. Некоторые отличия в форме и гармоническом составе опытных и расчётных осциллограмм в дальнейшем предполагается устранить путём корректировки параметров математической модели по данным из опытных осциллограмм.

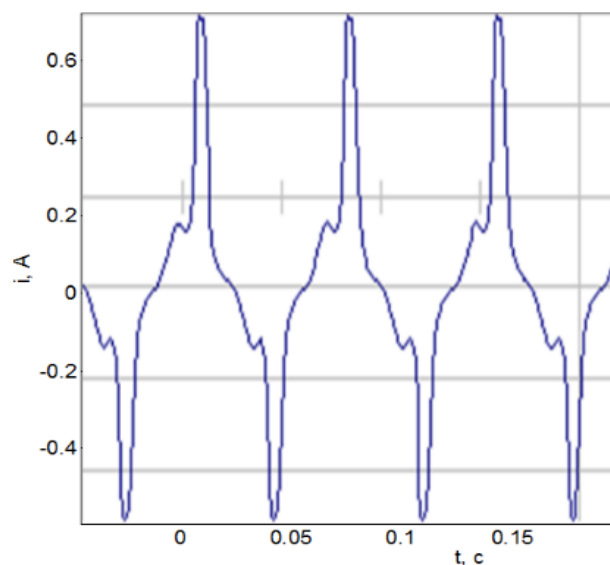


Рис. 5. Опытная осциллограмма тока в трансформаторе

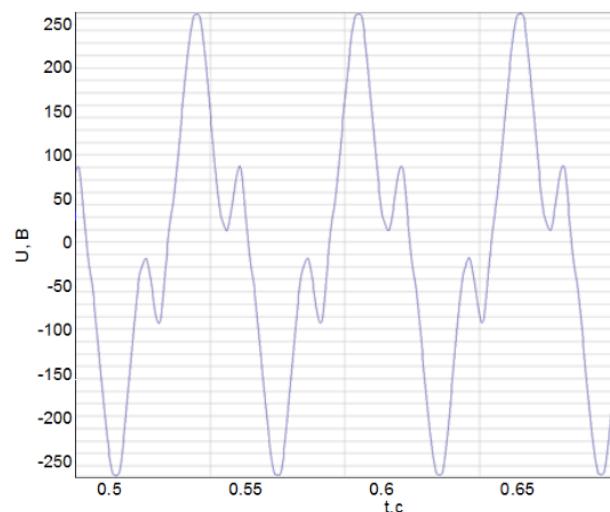


Рис. 6. Опытная осциллограмма напряжения в трансформаторе

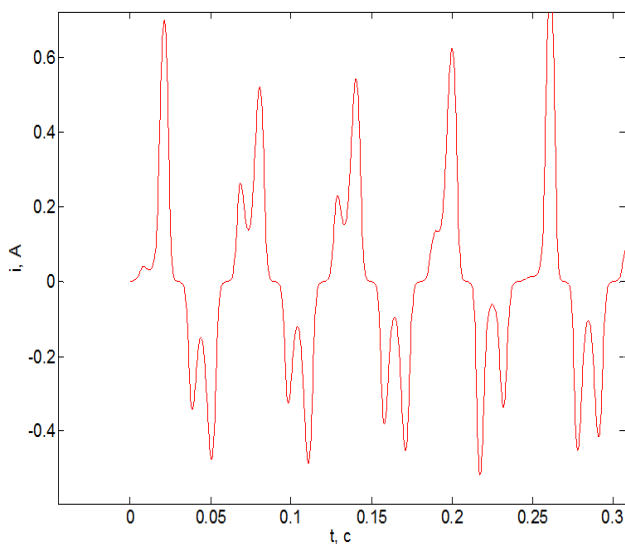


Рис. 7. Компьютерная осциллограмма тока в трансформаторе

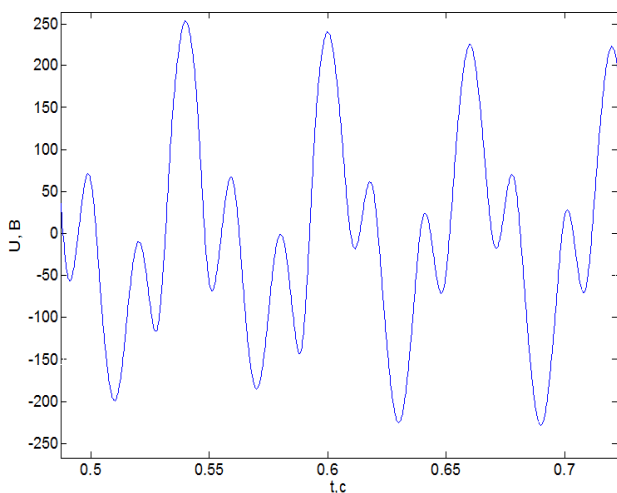


Рис. 8. Компьютерная осциллограмма напряжения в трансформаторе

V. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

Предложена методика испытаний трансформаторов напряжения на стойкость к феррорезонансу. Для оценки или подтверждения антирезонансных свойств какого-либо

трансформатора предлагается проводить следующие четыре этапа исследований:

- составление математической модели испытуемого трансформатора, определение её параметров расчётным путём, определение посредством моделирования таких параметров испытательной схемы (ёмкостей), при которых испытуемый трансформатор войдёт в резонанс;
- создание испытательной схемы и проведение испытаний;
- обработка полученных осциллограмм и уточнение параметров математической модели трансформатора;
- компьютерное исследование процессов в испытуемом ТН (с помощью уточнённой модели) в широком диапазоне параметров сети. На данном этапе возможно исследование стойкости ТН к другим режимам феррорезонанса, которые значительно сложнее воспроизвести экспериментально (например, феррорезонанс при неполнофазных режимах работы трёхфазной сети).

Предложенная методика была опробована на практике для трансформатора ТПП-270-127/220-50 номинальным напряжением 220 В. Испытания трансформаторов более высоких классов напряжений по предложенной методике принципиально будут отличаться только номинальными напряжениями (и, соответственно, стоимостью) силового оборудования испытательной схемы. Результаты исследований в дальнейшем могут быть использованы для внесения изменений в ГОСТ 1983-2001 в части уточнения требований к антирезонансным ТН и в части испытаний, подтверждающих антирезонансные свойства ТН.

Список литературы

- [1] ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия = Voltage transformers. General specifications. – Введ. 2003.01.01. – М.: Стандартинформ, 2006. – 31 с.
- [2] Зихерман М.Х. Технические требования и методы испытаний // Новости электротехники. – 2011. – № 2(68). – URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2011/68/12.php>.
- [3] Положение о Единой технической политике в электросетевом комплексе / ПАО «Россети». – 2013. – URL: http://www.fsk-ees.ru/about/technical_policy/.

Совершенствование экспертных систем диагностики технического состояния электромеханических преобразователей энергии при управлении развитием дефектов

Н.В. Герасимов¹, В.И. Полищук²

¹ Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ

² ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
nvgerasimov@yandex.ru

Центральной задачей технической диагностики является выявление дефекта до наступления отказа оборудования, ввиду того, что отказ часто создает опасность для жизни людей, приводит к значительным экономическим потерям, создает угрозу работоспособности энергообъекта. Принятая в современной энергетике организация ремонтных работ по графику ремонтов не всегда позволяет реагировать на развивающийся дефект, для выявления которого часто требуется системный анализ данных длительного мониторинга, сравнение, классификация и достоверизация которых может быть выполнена только с использованием современных информационных технологий. Применение систем технической диагностики обеспечивает контроль технического состояния, поиск места неисправности, определение причины отказа (неисправности). Экспертные системы технической диагностики способны обеспечить эффективный контроль дефекта и управление его развитием при наличии интеллектуальных методов обработки информации. Для создания экспертной системы диагностики применена математическая теория нечеткой логики, использовались алгоритмы адаптивной фильтрации, были использованы методы цифровой обработки. Предлагаемая экспертная система диагностики технического состояния синхронных машин позволяет эффективно выявлять дефекты и управлять их развитием с применением экспертного контроля и интеллектуальных методов обработки информации. В результате применения данной экспертной системы технической диагностики можно расширить возможности алгоритмизированных систем диагностики и более точно адаптировать их как к конкретной единице оборудования, так и к конкретному дефекту. При этом наличие некритического дефекта позволяет продолжить штатную работу объекта диагностики с учетом его скорректированных характеристик.

Ключевые слова: экспертная система, синхронная машина, обмотка, адаптивная фильтрация.

Improvement of expert systems of diagnostics of technical condition of electromechanical energy converters at management of development of defects of a rotor

N.V. Gerasimov¹, V.I. Polishchuk²

¹ The Regional Dispatching Office of the Samara Area

² Samara State Technical University
Samara, Russia
nvgerasimov@yandex.ru

The central task of technical diagnostics is to detect defect before the onset of equipment failure, due to the fact that failure often creates danger to people's lives, causes significant economic losses, threatening the health facility. Adopted in modern energy organization of repair works according to the schedule of repairs is not always possible to respond to an evolving defect, to identify which often requires systematic analysis of data from long term monitoring, comparison, classification and authentication which can only be performed with the use of modern information technology. The application of systems of technical diagnostics provides monitoring of the technical condition, the search of fault locations determine the cause of the failure (malfunction). Expert systems of technical diagnostics, is able to provide effective control of defect and its development with the availability of intelligent methods of information processing. To create an expert system of diagnosis applied the mathematical theory of fuzzy logic, were used algorithms of adaptive filtering methods were used for digital processing. The proposed expert system of diagnostics of the technical condition of the synchronous machines to efficiently identify defects in the rotor winding and to control its development with the application of expert control and intelligent methods of information processing. As a result of applying this expert system for technical diagnostics, you can enhance algorithmizing diagnostic systems and to more precisely tailor them as to a specific piece of equipment, and the specific defect. The presence of a non-critical defect to be able to continue normal operation of the diagnostic object, given its characteristics adjusted.

Keywords: expert system, synchronous machine, rotor winding, adaptive filtering.

1. ВВЕДЕНИЕ

Исследования по совершенствованию систем диагностики электромеханических преобразователей энергии (ЭМПЭ), которыми, прежде всего, являются электродвигатели, турбогенераторы, синхронные компенсаторы и т.д., обусловлены наличием труднодиагностируемых дефектов, выявление которых на ранней стадии позволяет повысить надежность, определить ресурс и обеспечить управление развитием выявленного дефекта.

Цель выполненной работы заключается в разработке алгоритма проектирования и создания экспертной системы технической диагностики (ЭСТД) состояния ЭМПЭ, а также разработке архитектуры ЭСТД, выявляющей дефекты ротора на ранней стадии. В результате проделанной работы по предложенному мной алгоритму спроектирована, разработана и функционирует ЭСТД [5], выполняющая идентификацию дефектов ЭМПЭ на основе апробированных интеллектуальных методик (нечеткая логика, нейронная сеть) и экспертных данных. Предложенная принципиальная схема ЭСТД позволяет производить поиск и идентификацию труднодиагностируемых дефектов, давать прогноз состояния ЭМПЭ, а также обеспечивает отказоустойчивое управление ЭМПЭ после выявления дефекта с учетом остаточного ресурса.

II. ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Центральной задачей проектирования ЭСТД является создание алгоритма выявления дефекта до наступления отказа оборудования, который способен приводить к значительным экономическим потерям, создает угрозу работоспособности энергообъекта, а в некоторых случаях и энергосистемы в целом.

Принятая в современной энергетике организация ремонтных работ на оборудовании по графику ремонтов [3] не позволяет реагировать на реальное состояние объекта и своевременно выявлять дефект, появление и развитие которого до критического состояния может протекать в период времени между плановыми ремонтами по графику [1]. Вместе с тем, как показывают данные об аварийности находящегося в эксплуатации ЭМПЭ (рис. 1), наибольшим риском повреждения характеризуется не только изношенное оборудование на финальной стадии эксплуатации, но и вновь вводимое в работу.

На рис. 1 изображена характерная кривая распределения вероятности отказа в течение различных периодов эксплуатации синхронной машины. Здесь t_1 – период ввода в эксплуатацию оборудования после его монтажа (наладка и устранение дефектов); $t_1 - t_2$ – период нормативной эксплуатации оборудования; $t_2 - t_3$ – период работы оборудования при износе; λ_1 – интенсивность отказов в течение работы оборудования с учетом необходимого оперативного обслуживания; λ_2 – интенсивность отказов в момент ввода в работу, а также при пуске и наладке [7].

Судя по результатам анализа актов расследования аварий, обслуживающий персонал не может достаточно быстро реагировать на изменения состояния оборудования, определяемого по данным мониторинга, что особенно характерно в периоды $0 - t_1$ и $t_2 - t_3$ (рис. 1). Для выявления многих видов дефектов требуются системный анализ данных длительного мониторинга, сравнение,

классификация и достоверизация которых может быть выполнена только с использованием современных информационных технологий, что особенно актуально в периоды роста интенсивности отказов.

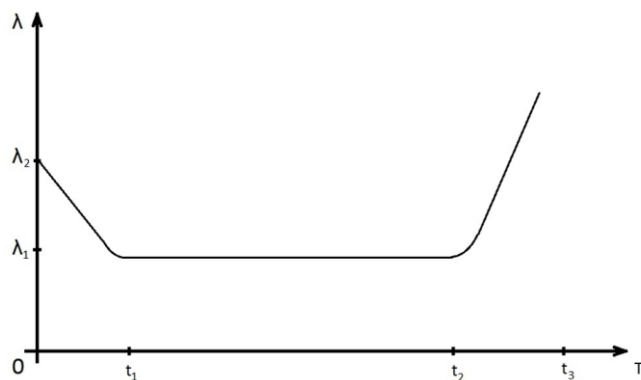


Рис. 1. Распределение вероятности отказа в течение различных периодов эксплуатации ЭМПЭ

Применение систем технической диагностики обеспечивает контроль технического состояния, поиск места неисправности, определение причины отказа (неисправности). Экспертные системы технической диагностики позволяют расширить возможности алгоритмизированных систем диагностики, дают возможность при наличии не критического дефекта продолжить штатную работу объекта диагностики с учетом его скорректированных характеристик [6].

III. ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Разработка ЭСТД производится в соответствии с проектом. Действия разбиты на этапы, включающие в себя на предварительной стадии обоснование необходимости создания ЭСТД и постановку задачи (рис. 2).

Задачей предварительного этапа является постановка и конкретизация целей создания системы диагностики дефектов, поиск соответствующих экспертов для взаимодействия в области эксплуатации ЭМПЭ, а также определение необходимых инструментальных средств.

На практике решение об изменении режима работы ответственных энергообъектов принимается персоналом объекта, в сложных ситуациях с привлечением и по рекомендации специалистов соответствующего профиля [3].

Наличие возможности взаимодействия системы диагностики с экспертом – специалистом по эксплуатации оборудования – позволяет подтвердить и уточнить работу системы диагностики. Экспертные системы технической диагностики позволяют расширить возможности алгоритмизированных систем диагностики и более точно адаптировать их как к конкретной единице оборудования, так и к конкретному дефекту, при этом наличие не критического дефекта позволяет продолжить штатную работу объекта диагностики с учетом его скорректированных характеристик [5].

Задачей предварительного этапа является постановка и конкретизация целей создания системы диагностики дефектов, поиск соответствующих экспертов для взаимодействия в области эксплуатации ЭМПЭ, а также определение необходимых инструментальных средств.



Рис. 2. Этапы разработки экспертной системы

На практике решение об изменении режима работы ответственных энергообъектов принимается персоналом объекта, в сложных ситуациях с привлечением и по рекомендации специалистов соответствующего профиля [3].

Наличие возможности взаимодействия системы диагностики с экспертом – специалистом по эксплуатации оборудования – позволяет подтвердить и уточнить работу системы диагностики. Экспертные системы технической диагностики позволяют расширить возможности алгоритмизированных систем диагностики и более точно адаптировать их как к конкретной единице оборудования, так и к конкретному дефекту, при этом наличие не критического дефекта позволяет продолжить штатную работу объекта диагностики с учетом его скорректированных характеристик [5].

IV. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ

Для большинства действующих систем технической диагностики общим свойством является разделение процесса диагностирования на стадии, соответствующие конкретным задачам, выполнение которых происходит по заданному заранее пути. Алгоритм работы спроектированной системы технической диагностики представлен как комплекс функциональных блоков отбора информации, выделения диагностических признаков и классификации технического состояния объекта. В центре структуры системы технической диагностики (рис. 3) находится объект диагностирования, с которым напрямую взаимодействуют блоки формирования тестовых сигналов (БФТС), управления

режимами объекта (БУРО), измерения первичной информации и предварительной обработки (БПИОИ).

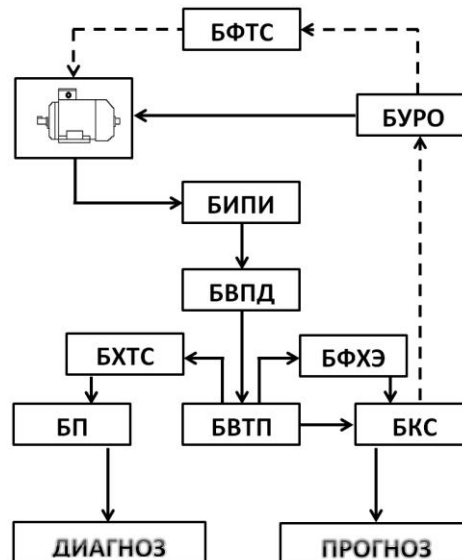


Рис. 3. Структурная схема системы диагностики

В случае если характеристики объекта диагностики или особенности его функционирования не позволяют производить подачу специальных (испытательных, тестовых) сигналов, блок ФТС, формирующий величину и форму испытательного сигнала, а также управляющий его подачей на объект диагностики, не используется или исключается из структуры системы диагностики.

Получаемые от первичных датчиков непосредственно от объекта диагностики временные сигналы имеют высокий уровень помех различной природы. Это связано с влиянием самого объекта диагностики и сопутствующего оборудования на прием и передачу сигналов, а также с наличием сигналов взаимодействия различных узлов объекта при его функционировании. Задача блока ПИОИ состоит в снятии с первичных преобразователей сигнала и выделении полезного сигнала из общего массива полученной информации. Здесь востребованными являются различные методы детектирования и фильтрации сигналов, используются методы статистики и селекции данных для предварительной обработки сигнала.

Получение диагностических признаков из имеющейся информации требует вычисления в соответствии с применяемыми в системе технической диагностики алгоритмами. Блок вычисления диагностических признаков (БВПД) выполняет расчет многокомпонентного вектора состояния объекта. В ряде случаев на основании выполненного таким образом первичного расчета выявление дефекта бывает затруднено и требуется применение блока вычисления текущих параметров модели (БВТПМ) для дополнительного вычисления «расчетных» диагностических признаков, увеличивающих точность определения параметров модели. Блок классификации состояния объекта (БКС) выполняет сравнение значений, полученных от блока ВТПМ, с эталонными, поступающими от блока хранения и формирования эталонов (БХФЭ). В результате принимается решение об отнесении объекта диагностирования к определенному классу состояний, определенных заранее.

Распознавание состояний выполняется путем сравнения полученных данных с эталонными, при этом

предельные (предаварийные) значения отклонений оцениваются как основание для отнесения состояния объекта к недопустимому (предаварийному), что может являться критерием немедленного отключения объекта диагностики от сети [6].

V. ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ДЕФЕКТАМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В реализации возможностей управления развитием дефекта в процессе диагностики участвует блок прогнозирования (БП), получающий данные из блока ХТС. С использованием возможностей статистического анализа, имеющейся априорной информации, а также накопленной информации выполняется прогнозирование состояния объекта диагностики посредством построения трендовых характеристик и их анализа. Результатом анализа является прогнозирование остаточного ресурса объекта диагностики, а следовательно, и прогнозирование его технического состояния. Если технические возможности системы диагностики позволяют, то может выполняться прогнозирование на различные заданные периоды.

В случае положительного результата диагностирования, то есть при отсутствии выявленных дефектов, блок БКС определяет текущее состояние объекта диагностики как нормальное, параметры этого состояния (в виде многокомпонентного вектора) передаются в блок хранения текущих состояний (БХТС). В общем виде для любого объекта или сложной технической системы (если речь идет о синхронном двигателе как об объекте диагностики) определить состояние можно массивом параметров, характеризующимся некоторым вектором:

$$R = \{r_1, r_2, \dots, r_n\}, \quad (1)$$

где r_i – характеризующий состояние объекта параметр; n – общее число доступных для целей диагностики параметров; $i = 1, 2, \dots, n$.

Указанные параметры должны быть измеряемы напрямую или опосредованно, как результат вычисления измеряемых параметров самого объекта, являясь их функцией:

$$r_i = f_i(a_1, a_2, \dots, a_m), \quad (2)$$

где a_j – непосредственно структурные параметры состояний объекта ($j = 1, 2, \dots, m$), которые контролируются и являются значимыми в выявлении отказа диагностируемого объекта.

В результате сравнения значений измеренных параметров r_i с эталонными значениями каждого из параметров $r_{эти}$, контроля отклонения от нормы значения абсолютных показателей в ходе диагностики системой диагностики определяется текущее состояние объекта:

$$\Delta r_i = r_i - r_{эти}, \quad (3)$$

где $r_{эти}$ – эталонные значения, определяемые априори, соответствующие нормальному состоянию объекта диагностики, при котором отсутствуют отказы и дефекты. Для разных режимов работы могут быть определены свои $r_{эти}$, что повысит точность диагностики.

Для обеспечения эффективной работы выполняется оптимизация системы диагностирования, для чего в базу диагностических данных вносятся только признаки, отвечающие следующим критериям:

- однозначное соответствие отклонений признака изменению состояния объекта диагностики;
- образование признаками достаточной для диагностирования системы для повышения достоверности точности диагноза, выявления дефектов на возможно более ранних стадиях их развития;
- соответствие выбранных признаков требуемой глубине постановки диагноза;
- выделение априорного массива признаков, являющегося видоизменяемым и дополняемым элементом базы диагностических признаков, уточнение которого происходит в ходе наработки статистически значимых данных о состоянии объекта диагностики.

Информация о состоянии возвращается в блок УРО и на основании этой информации изменяется режим работы объекта диагностики, а блоком ФТС формируются соответствующие тестовые сигналы.

Список литературы

- [1] ГОСТ 18322-78. Система технического обслуживания и ремонта техники. – М.: Стандартинформ, 2007. – 12 с.
- [2] РД 12-08-2008. Порядок организации работ по выдаче разрешений на допуск в эксплуатацию энергоустановок (с изменениями от 20 августа 2008 г.).
- [3] СО 34.04.181-2003. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. М.: Альвис, 2015. – 416 с.
- [4] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: ЭНАС, 2008. – 426 с.
- [5] Полищук В.И., Крицкий М.В., Серкова Ю.М., Герасимов Н.В. Разработка и экспериментальная апробация метода функциональной диагностики обмотки ротора синхронного генератора // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 11-6. – С. 1104–1108.
- [6] Алексеев А.А., Кораблев Ю.А., Шестопалов М.Ю. Идентификация и диагностика систем. – М.: Академия, 2009. – 352 с.
- [7] Глебов И.А., Данилевич Я.Б. Диагностика турбогенераторов. Л.: Наука, 1989. – 121 с.

Применение пакета MatLab для расчета динамических режимов трехфазного трехстержневого трансформатора

А.Е. Евдаков, В.А. Мартынов

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина»
Иваново, Россия
EAE_RUS@mail.ru

В настоящее время расчет динамических режимов различных нелинейных электромагнитных устройств производят численными методами относительно мгновенных токов и напряжений. При этом широкое распространение получил программный продукт MatLab, являющийся высокоуровневой средой программирования. Однако возможностей встроенных блоков MatLab не достаточно для адекватного описания цепей, содержащих нелинейные электромагнитные устройства, в частности трехстержневых трансформаторов. Анализ несимметричных переходных режимов трансформаторов, как правило, проводится с использованием метода наложения принужденного и свободного режимов. При этом расчет принужденного режима производится методом симметричных составляющих, а учет свободных составляющих достигается введением различных коэффициентов, выявленных на основе сопоставления накопленных экспериментальных и расчетных данных. Такой подход базируется на довольно грубых допущениях. Целью настоящего исследования является разработка методов, алгоритмов и программ, позволяющих использовать пакет Simulink для расчета цепей с нелинейными электромагнитными устройствами.

Ключевые слова: трёхфазный трёхстержневой трансформатор, динамические и аварийные режимы, несимметричная нагрузка, программный продукт MatLab.

Application of MatLab package for dynamic mode of three-phase transformer with three cores

A.E. Evdakov, V.A. Martynov

Federal State Educational Institution of Higher Education Ivanovo State Power University n. a. V.I. Lenin
Ivanovo, Russia
EAE_RUS@mail.ru

At present, the calculation of dynamic modes of various nonlinear electromagnetic devices is carried out with numerical methods regarding instantaneous currents and voltages. That's why software MatLab has become widely spread program, being a high-level programming environment. However built-in features are not always sufficient to describe circuits containing non-linear electromagnetic devices, in particular three-core transformers. Analysis of asymmetric transients of transformers, as a rule, is carried out by using the method of superposition of forced and free modes. The calculation of the forced mode is made by the method of symmetrical components. The calculation of the available components is achieved by introducing different coefficients identified on the basis of comparison of the accumulated experimental and calculated data. This approach is based on rather rough assumptions. The goal of the present research is to develop methods, algorithms and programs, which allow us to use Simulink for calculation of nonlinear electromagnetic devices.

Keywords: three-phase transformer with three cores, dynamic and emergency modes, unbalanced load, MatLab software.

В настоящее время расчёт динамических режимов сложных цепей, содержащих линейные элементы, не представляет сложностей и производится на ЭВМ численными методом специализированными программными продуктами.

Одним из современных пакетов, реализующих численные методы, является MatLab [1], который расшифровывается как «матричная лаборатория». По сути это высокоуровневая среда программирования, содержащая множество функций и встроенных пакетов. Одним из таких пакетов является Simulink.

Simulink имеет множество встроенных блоков для расчёта как линейных, так и нелинейных систем. Однако встроенных блоков Simulink не всегда достаточно для точного анализа различных нелинейных процессов. Например, при моделировании цепей, содержащих нелинейные электромагнитные устройства (ЭМУ), возникает ряд сложностей с описанием магнитного поля.

Поэтому является важной разработка подпрограммы, производящей расчёт динамических режимов нелинейных электромагнитных устройств в среде Simulink на примере 3-фазного трёхстержневого трансформатора (рис. 1) [4].

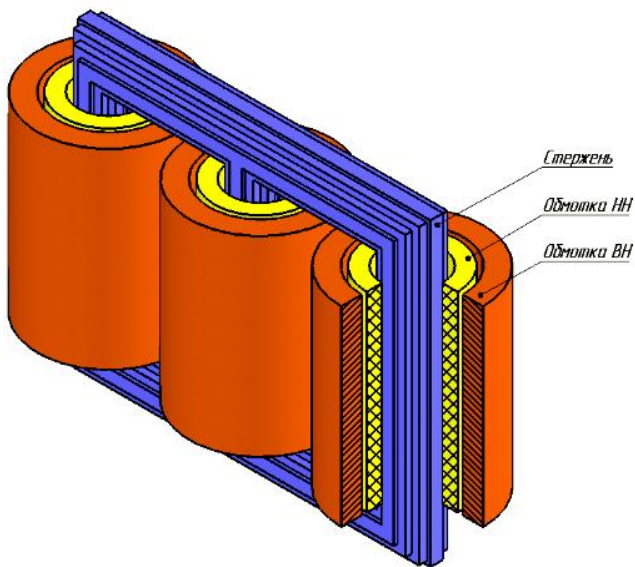


Рис. 1. Активная зона трехфазного трёхстержневого трансформатора

Для примера был взят 3-фазный трёхстержневой трансформатор, паспортные данные которого приведены в таблице [9].

ПАСПОРТНЫЕ ДАННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРА

$S_{ном}$, кВА	Схема обм.	Напряж. обм., кВ		Потери, кВт		U_k , %	I_x , %
		ВН	НН	P_x	P_k		
250	Y/Y ₀	10	0,4	0,92	3,5	5,5	2,2

Как известно [2, 3], магнитная цепь трёхстержневого трансформатора при любых токах и напряжениях его ветвей может быть представлена аналоговой схемой замещения с сосредоточенными параметрами, которая будет содержать нелинейные и линейные магнитные проводимости и источники МДС. На рис. 2 представлена магнитная цепь исследуемого трансформатора, а на рис. 3 – аналоговая схема замещения его магнитной цепи.

На рис. 2 не показаны цепи магнитных потоков рассеяния, так как они практически не влияют на распределение магнитных потоков в стальном сердечнике. Токи в первичных и вторичных обмотках создают магнитодвижущие силы, представленные источниками МДС: F1 для фазы А и F2, F3 для фаз В и С соответственно. МДС фаз А, В и С создают потоки в стержнях сердечника, а при наличии потоков нулевой последовательности могут также создавать поток между ярами трансформатора Ф4(ФN) [8]. Стержни и яра магнитопровода трансформатора представляются в схеме замещения нелинейными элементами, а ветвь, соответствующая потоку между ярами, представлена в виде линейной магнитной проводимости, которая определяется методами теории поля [5, 6].

Для задания в программу кривой намагничивания была написана отдельная функция, которая производит кусочно-линейную аппроксимацию вебер-амперных характеристик каждой ветви с заданной относительной погрешностью (рис. 4).

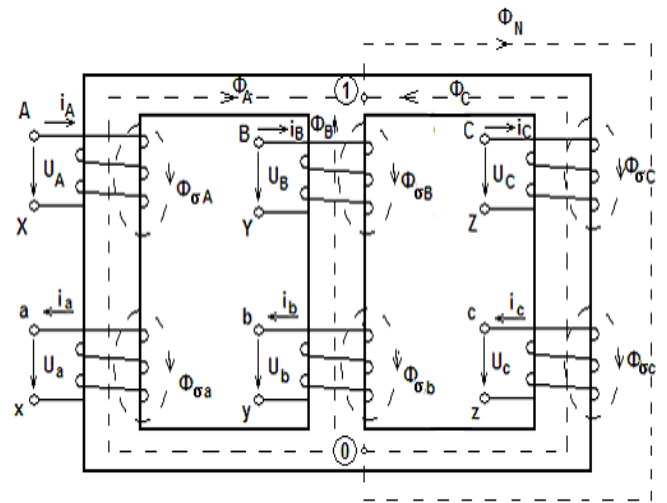


Рис. 2. Магнитная цепь трехфазного трёхстержневого трансформатора

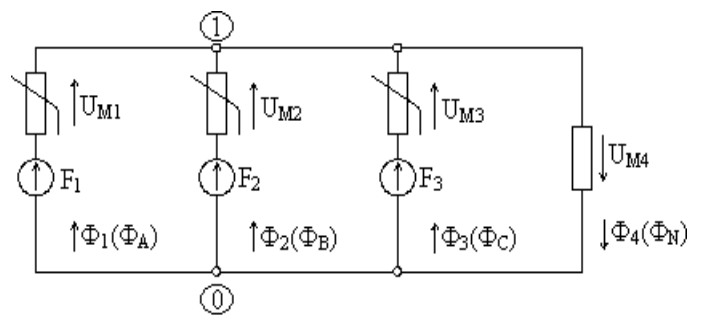


Рис. 3. Схема замещения магнитной цепи трехфазного трёхстержневого трансформатора

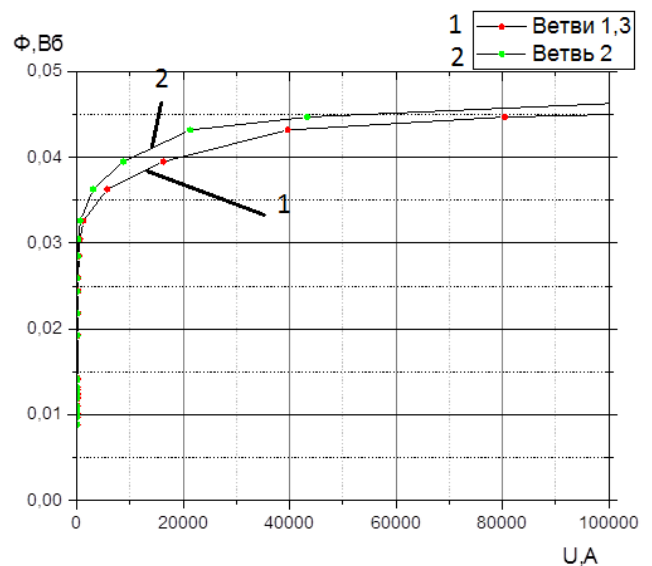


Рис. 4. Вебер-амперные характеристики нелинейных ветвей магнитной цепи и их кусочно-линейная аппроксимация

Был разработан блок (рис. 5), который реализует связь между производными токов в ветвях и напряжениями в этих же ветвях [7]:

$$[u_E] = [L_B] \frac{d[i_B]}{dt}. \quad (1)$$

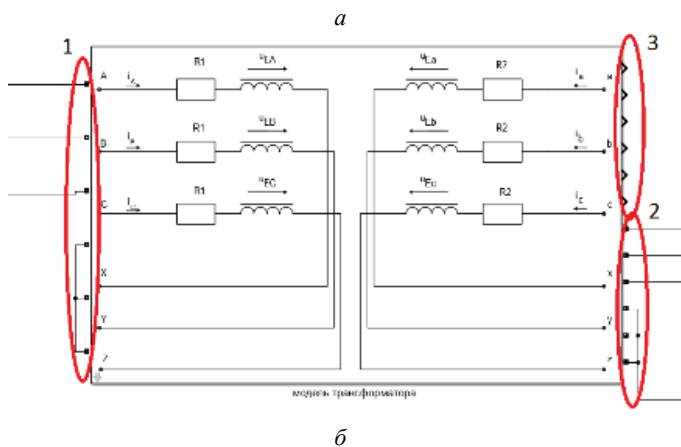
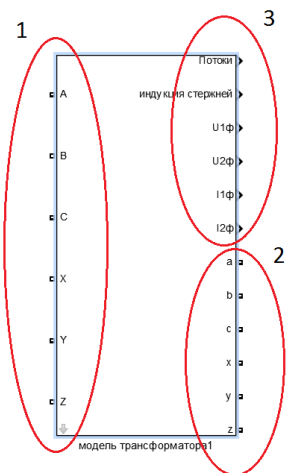


Рис. 5. Разработанный блок и его схема замещения: *а* – принципиальный вид блока; *б* – реальный вид блока в Simulink (силовые входы 1, 2 предназначены для подключения к цепи; 3 – измерительные выходы)

Также разработано меню для математического описания трансформатора. Параметры разделены на группы.

- Размеры. Здесь задаётся сечение сердечника.
- Количество витков в первичных и вторичных обмотках каждой фазы.
- Линейные параметры:
 - сопротивления проводов первичной и вторичной обмоток (каждой фазы);
 - матрица индуктивностей рассеивания (матрица размерности 6×6 , в которой можно также учесть индуктивные связи).
- Аппроксимированные участки σ . Первый участок – для первого и второго сердечника, второй участок – для второго, центрального (для этого написана отдельная функция, которая будет описана далее).
- Прочие параметры. Это проводимость между внешними поверхностями ярем трансформатора.

Каждую ветвь магнитной цепи (рис. 3) можно представить параллельной схемой замещения (рис. 6).

Поток через k -ю ветвь запишется следующим образом:

$$\Phi_k = \Lambda_k U_k + \Lambda_k F_k + J_k, \quad (2)$$

где $[\Lambda_k]$ и $[J_k]$ – коэффициенты кусочно-линейной аппроксимации вебер-амперных характеристик нелинейных элементов, значения которых определяются номером отрезка σ_k .

МДС ветвей можно представить через токи ветвей ($[i_B]$) и количество витков в каждой ветви (сингулярная матрица преобразований $[C]$):

$$[F] = [C][i_B], \quad (3)$$

где

$$[C] = \begin{bmatrix} w_A & 0 & 0 & -w_a & 0 & 0 \\ 0 & w_B & 0 & 0 & -w_b & 0 \\ 0 & 0 & w_C & 0 & 0 & -w_c \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$[i_B] = [i_A \ i_B \ i_C \ i_a \ i_b \ i_c]^T.$$

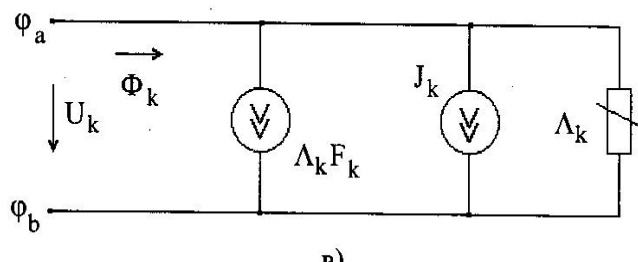


Рис. 6. Обобщённая ветвь

Одним из достоинств кусочно-линейной аппроксимации является то, что если номера отрезков всех нелинейных ветвей магнитной цепи ЭМУ будут известны, то при изменении значений Φ_k или U_{mk} в пределах отрезка σ_k магнитную цепь ЭМУ можно считать линейной. Естественно, что значения σ_k , Λ_k и J_k каждой ветви будут зависеть от токов ветвей ЭМУ $[i_B]$ и должны определяться на каждом шаге численного интегрирования уравнений переменных состояния на основе анализа магнитной цепи.

Напряжения на катушке, обусловленные ЭДС само- и взаимной индукции [5], можно представить формулой (4). Здесь матрица $[\Psi_B]$ – это потокосцепления каждой катушки, а матрица $[u_E]$ – это напряжение на катушках:

$$[u_E] = \frac{d[\Psi_B]}{dt}. \quad (4)$$

С учетом (2) выражение для потокосцеплений можно записать в виде

$$\begin{aligned} [\Psi_B] &= [C]^T [\Lambda][U] + [C]^T [\Lambda][C][i_B] + [C]^T [J] + [L_\sigma][i_B] = \\ &= [L_m][i_A] + [C]^T ([\Lambda][U] + [J]), \end{aligned} \quad (5)$$

где

$$[L_m] = [C]^T [\Lambda][C] + [L_\sigma]. \quad (6)$$

С учётом (5) формулу (4) можно записать в следующем виде:

$$[u_E] = [L_m] \frac{d[i_B]}{dt} + [C]^T [\Lambda] \frac{d[U]}{dt}. \quad (7)$$

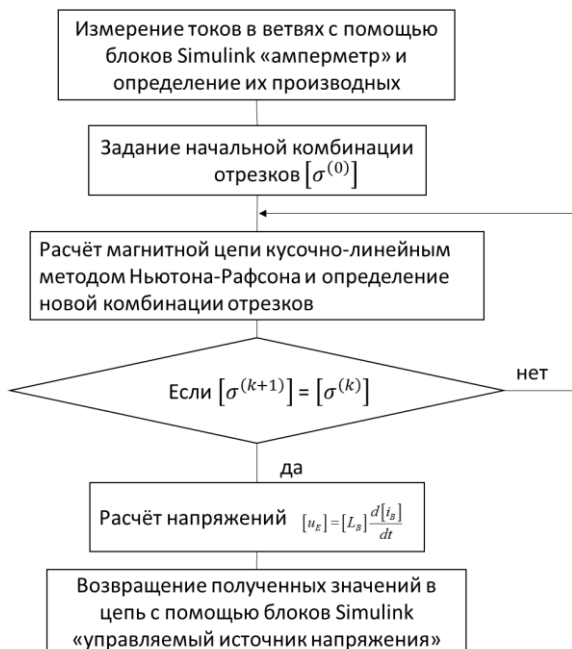


Рис. 7. Алгоритм работы блока

Производные магнитных напряжений можно выразить через производные токов из расчёта магнитной цепи:

$$\frac{d[U]}{dt} = -[A]^T [\Lambda_U]^{-1} [A][\Lambda][C] \frac{d[i_B]}{dt}, \quad (8)$$

где $[\Lambda_U] = [A][\Lambda][A]^T$.

Объединяя (2) – (8), получаем уравнения напряжений на нелинейных катушках, выраженные через производные токов:

$$[u_E] = [L_B] \frac{d[i_B]}{dt}. \quad (9)$$

Таким образом, на каждом шаге численного интегрирования нелинейные ветви трансформатора можно

рассчитывать так же, как и линейные катушки, с той лишь оговоркой, что значения матрицы дифференциальных проводимостей $[L_B]$ в каждый момент времени необходимо рассчитывать заново и что значения матрицы $[L_B]$ определяются только номерами отрезков в вебер-амперных характеристиках нелинейных элементов.

Упрощённо алгоритм, по которому работает подпрограмма, можно представить в виде блок-схемы (рис. 7).

Список литературы

- [1] Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.
- [2] Алтуни Б.Ю. Исследование режимов работы нелинейного трехфазного трансформатора в пакете Simulink / Б.Ю. Алтуни, А.А. Кралин, В.В. Гуляев // Вестник волжской государственной академии водного транспорта. 2012. № 32. С. 195–198.
- [3] Мартынов В.А., Королев А.Н., Лебедев В.Д. Foundations for field calculation of welding transformers // Topical Problems in the Field of Electrical and Power Engineering: 8th International Symposium, Estonia, 2010. С. 265–267.
- [4] Бошняга В.А. Моделирование трехфазных трансформаторов для расчета несимметричных режимов работы электрических сетей // Известия вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. 1997. № 1-2. С. 14–19.
- [5] Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложно несимметричные режимы электрических систем. – Иркутск: Изд-во Иркутского государственного университета, 2005. – 274 с.
- [6] Мартынов В.А., Голубев А.Н., Алейников А.В. Применение метода переменных состояния к анализу стационарных и динамических режимов нелинейных электромагнитных устройств // ВЕСТНИК ИГЭУ. 2015. Вып. 4. С. 27–32.
- [7] Основы теории цепей: учебник для вузов / Г.В. Зевеке, П.А. Ионкин, А.В. Нетушил, С.В. Страхов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
- [8] Мартынов В.А. Несимметричные режимы работы силовых трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y0 // ВЕСТНИК ИГЭУ. 2009. Вып. 2. С. 88–91.
- [9] Иванов-Смоленский А.В. Электрические машины. В 2-х т. Т. 1: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: МЭИ, 2004. – 656 с.

Разработка расчетной модели для моделирования наведенного напряжения на линиях электропередач от близких ударов молний

Г.А. Евдокунин, Н.Н. Петров

ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Санкт-Петербург, Россия

evdg@etelecom.spb.ru, pet.nikolai2012@yandex.ru

Напряжения на линии, наводимые близкими ударами молний, могут создать опасные перенапряжения как на силовом оборудовании, так и в цепях управления и защиты. Механизм возникновения этих напряжений изучается с начала девятнадцатого века, но до сих пор нет единого мнения о методах получения адекватного результата. На данный момент представлен ряд теоретических исследований и существуют различные модели для расчёта такого класса наведенных напряжений. Параллельно с теоретическими проводились экспериментальные исследования. Вопрос об адекватности тех или иных моделей, предлагаемых для расчета наведенных напряжений такого рода, до сих пор остаётся открытым отчасти из-за отсутствия полных экспериментальных данных.

При разработке модели для расчета наведенных напряжений была решена полевая задача: расчет электромагнитного поля, создаваемого моделью тока молнии. Полученное электромагнитное поле используется для расчёта наведённых напряжений при помощи модели, описывающей взаимодействие между полем и линией. Данная модель строится на основе уравнений теории длинных линий электропередачи. Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MatLab. Исходными данными являлись параметры канала молнии, геометрия воздушной линии.

Анализ результатов, полученных на компьютерной модели, показал влияние различных составляющих поля, создаваемых каналом молнии, на наведенное напряжение. Были получены зависимости величины наведенных напряжений от различных параметров: расстояния до канала молнии, амплитуды тока главного разряда, крутизны фронта, скорости развития разряда, величины нагрузочных сопротивлений.

Разработанный алгоритм позволяет получить пространственное и временное распределение наведенного напряжения вдоль линии от близкого удара молнии. Затем результаты моделирования можно использовать для оценки значений напряжения, воздействующих на изоляцию, и последующего выбора защитного оборудования.

Ключевые слова: наведенное напряжение, молния, линия электропередач, индуцированное электромагнитное поле, электромагнитная совместимость.

Development of the computer model for calculation induced voltage from indirect strikes on the overhead power transmission line

G.A. Evdokunin, N.N. Petrov

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Saint-Petersburg, Russian Federation

evdg@etelecom.spb.ru, pet.nikolai2012@yandex.ru

Voltage induced by indirect lightning strikes can cause both damage of the power equipment, and control or protection circuits. The mechanism of induced voltage has been studied from the beginning of 19th century, but there is still no agreement about the convenient methods for getting adequate results. At the moment, there are some theoretical studies and different models for the calculation of this class surges. In addition to theoretical research, experimental studies are performed as well. The question of adequacy of different models proposed for the calculation of the induced voltages is still open partly because of lack of complete experimental data.

Field problem has been solved for development of the computer model for calculation of the induced voltage generated by lightning current. Derived electromagnetic field is used for calculation induced voltage using of coupling model which describes interaction between line conductor and the field. This model is based on the theory of the transmission line. The method of study in the performance of the experimental part was mathematical modeling. MatLab software is used as modeling tool software. The initial data are parameters of the lightning channel and geometry of the line.

Analysis of the results obtained on a computer model has shown the influence of various components of the field generated by a lightning channel on the induced voltage. The dependencies of induced voltages of different parameters were obtained.

Development algorithm allows deriving spatial and temporal distribution of the induced voltage along the transmission line. Results of modeling can be used for evaluating voltage and selection of the protection equipment.

Keywords: induced voltage, lightning, overhead lines, induced electromagnetic field, electromagnetic compatibility.

1. ВВЕДЕНИЕ

Напряжения на линии, наводимые близкими ударами молний, могут создать опасные перенапряжения как на силовом оборудовании, так и в цепях управления и защиты. Механизм возникновения этих напряжений изучается с начала девятнадцатого века, но до сих пор нет единого мнения о методах получения адекватного результата. На данный момент представлен ряд теоретических исследований и существуют различные модели для расчёта такого класса наведенных напряжений. Параллельно с теоретическими проводились экспериментальные исследования. Вопрос об адекватности тех или иных моделей, предлагаемых для расчета наведенных напряжений такого рода, до сих пор остаётся открытым отчасти из-за отсутствия полных экспериментальных данных, таких как: ток молнии (его распределение по каналу), скорость развития главного разряда молнии, поле, создаваемое током молнии, наведённые напряжения [1].

Целью данной работы являлось создание компьютерной модели для расчета напряжений, наведенных на воздушной линии близким ударом молнии, и анализ результатов, полученных с помощью этой модели.

II. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ МОЛНИЯ-ЛИНИЯ

A. Пространственно-временное описание распределения тока обратного разряда молнии

Определение наведённых напряжений на воздушной линии, согласно большинству моделей, проводится следующим образом.

Рассчитывается электромагнитное поле по всей длине линии создаваемого моделью тока молнии как функции времени и высоты канала. Канал тока молнии принимается в виде прямой вертикальной антенны (рис. 1). Модель тока канала молнии представляется согласно модели Modified Transmission Line (MTL) в виде [2]. Ток молнии представляется в виде функции от тока главного разряда $i(0, t)$, потому что только этот ток возможно прямо измерить у поверхности земли и только для него имеются экспериментальные результаты:

$$i(z', t) = i(0, t - z'/v) \exp(-z'/\lambda), \quad (1)$$

где λ – постоянная затухания тока молнии.

В свою очередь, ток главного разряда представим в широко распространенной в литературе двухэкспоненциальной форме [2]:

$$i(0, t) = I_0 (\exp(-\alpha t) - \exp(-\beta t)), \quad (2)$$

I_0 – амплитуда тока молнии; α и β – коэффициенты.

Далее рассчитываются составляющие электромагнитного поля (ЭМП) с учетом или без учета конечной проводимости земли. Модели взаимодействия между полем, создаваемым каналом молнии и линией, рассматриваемые в данной работе, требуют определения горизонтальной и вертикальной составляющих ЭМП. Система координат при расчете составляющих поля представлена на рис. 1.

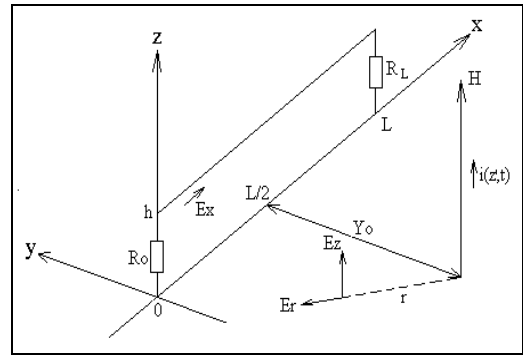


Рис. 1. Геометрия для расчета наведенных напряжений

B. Электромагнитное поле обратного тока молнии

ЭМП канала молнии получают решением уравнений Максвелла в терминах скалярного и векторного потенциалов [3, 5]:

$$\phi = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \cdot \int_{(V)} \frac{q(t-R/C)}{R} dV; \quad (3)$$

$$\bar{A} = \frac{\mu}{4\pi} \cdot \int_{(V)} \frac{\bar{j}(t-R/C)}{R} dV. \quad (4)$$

Если потенциалы известны, то напряженность электрического поля определяется согласно [3, 5]:

$$\bar{E} = -\text{grad}\phi - \frac{\partial \bar{A}}{\partial t}. \quad (5)$$

Составляющие ЭМП находятся в цилиндрической системе координат (рис. 2). Если считать землю идеальным проводником, ЭМП, создаваемое вертикальным диполем тока длины dz во временной области, рассчитывается с использованием выражений для тока канала молнии модели MTL [2, 6].

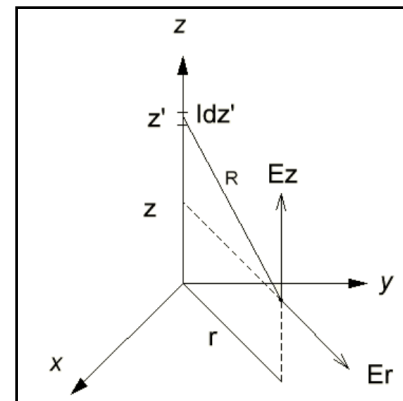


Рис. 2. Система координат для расчета компонент электрического поля

III. РАСЧЕТ НАВЕДЕННОГО НАПЯЖЕНИЯ

Полученное ЭМП используется для расчёта наведённых напряжений при помощи модели, описывающей взаимодействие между полем и линией. Данная модель строится на основе уравнений теории

длинных линий электропередачи в формулировке, названной Agrawal Wave Antenna Model.

Система уравнений в формулировке Agrawal [7]:

$$\frac{\partial u^s(x,t)}{\partial x} + L' \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} = E_x^i(x,h,t); \quad (6)$$

$$\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} + C' \frac{\partial u^s(x,t)}{\partial t} = 0. \quad (7)$$

Во временной области решение имеет вид:

$$u^s(t,x) = v(t - \tau_x) + w(t - \tau_{l-x}); \quad (8)$$

$$Z_c i(t,x) = v(t - \tau_x) - w(t - \tau_{l-x}) + Z_c \cdot \frac{1}{L} \cdot \int_0^t E_x^i(t) dt. \quad (9)$$

Данные выражения применяются для участка линии длиной Δx .

Эквивалентная схема приведена на рис. 3.

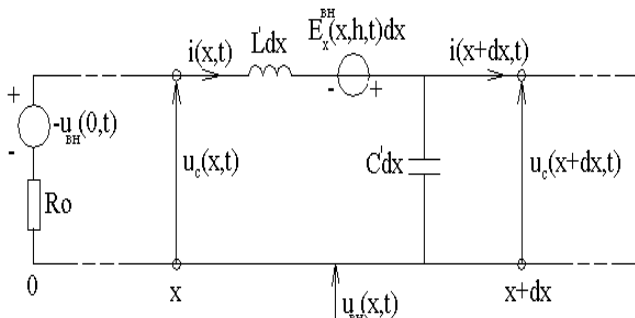


Рис. 3. Эквивалентная схема расчетной модели

По рассчитанным наведенным напряжениям определяется форма и амплитуда волн на линии на произвольном расстоянии от места удара молнии.

IV. ОПИСАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ ПРОГРАММЫ ДЛЯ РАСЧЕТА НАВЕДЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Целью исследования являлось создание компьютерной модели для расчета напряжений, наведенных на воздушной линии близким ударом молнии, и анализ результатов, полученных с помощью этой модели.

Разработанный итерационный алгоритм расчета наведенных напряжений был реализован в математическом пакете MatLab, а затем, для увеличения скорости расчета, – в пакете VBA (Visual Basic for Applications) для Microsoft Excel.

Входными данными для программы расчета перенапряжений являются:

- ток и параметры канала молнии: I_0 , α и β ; постоянная затухания тока λ ; скорость развития разряда V ;
- геометрия системы «провод – канал молнии»: высота канала молнии H , ближайшее расстояние от канала молнии до линии Y_0 , длина линии L , высота линии над землей h , расстояние от канала до p -го участка линии r ;

- описание переходных процессов в линии (рис. 1): волновое сопротивление линии $Z_{\text{в}}$, скорость распространения возмущений в линии c , сопротивления по концам линии R_0 и R_L ;
- время расчета T , шаг расчета ΔT .

Анализ результатов, полученных с помощью компьютерной модели, показал влияние различных составляющих поля, создаваемых каналом молнии, на наведенное напряжение (рис. 4, 5). Были получены зависимости величины наведенных напряжений от различных параметров: расстояния до канала молнии, амплитуды тока главного разряда, крутизны фронта, скорости развития разряда, величины нагрузочных сопротивлений. Рассмотрено влияние параметров земли на наведенное напряжение [3].

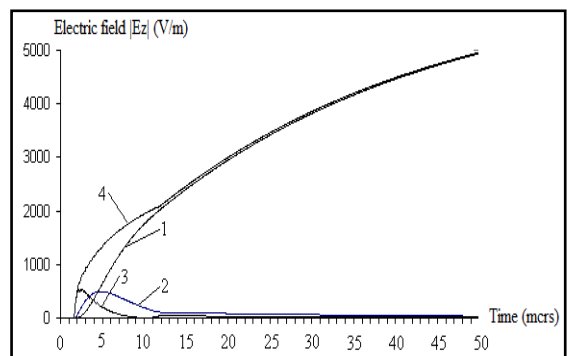


Рис. 4. Результаты моделирования: 1 – электростатическая составляющая; 2 – индукционная составляющая; 3 – радиационная составляющая; 4 – $|E_z|$ при $x = 0$ м

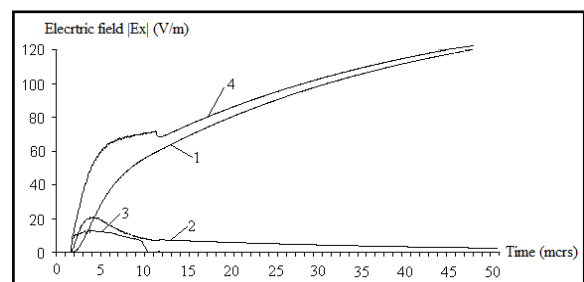


Рис. 5. Результаты моделирования: 1 – электростатическая составляющая; 2 – индукционная составляющая; 3 – радиационная составляющая; 4 – $|E_x|$ при $x = 0$ м

Как видно из рис. 4 и 5, в первые микросекунды процесса все компоненты вносят значительный вклад в поле, наведенное молнией. С развитием процесса главное влияние на величину напряженности поля вносит компонента, пропорциональная интегралу тока.

Далее рассчитано наведенное напряжение в трех точках линии: при $x_1 = 0$ м; $x_2 = 250$ м; $x_3 = 500$ м.

Как следует из рис. 6, наведенное напряжение определяется как горизонтальной, так и вертикальной компонентами поля. Также степень влияния различных компонент поля на наведенное напряжение зависит от координаты точки линии. Так, напряжение в начале линии главным образом определяется продольной состав-

ляющей поля E_x , а в середине линии – поперечной составляющей поля E_z , те же результаты были получены в [7].

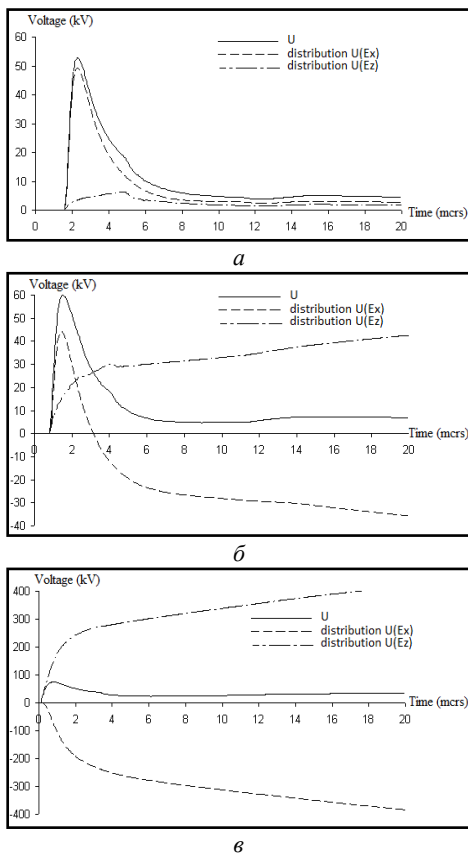


Рис. 6. Наведенное напряжение при $x = 0$ м (а), $x = 250$ м (б), $x = 500$ м (в)

Учет параметров земли влияет на компоненты электрического поля, которые, в свою очередь, влияют на наведенное напряжение.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье представлены результаты расчета наведенных напряжений с помощью компьютерной модели. Алгоритм был создан в программе MatLab, а затем, для увеличения скорости расчета, – в программе VBA для EXCEL.

Анализ результатов, полученных с помощью компьютерной модели, показал влияние различных компонент электрического поля молнии на наведенное напряжение на воздушной линии электропередач. Были получены зависимости наведенного напряжения от различных параметров расположения линии.

Дальнейшее изучение явления связано с учетом параметров земли и их влияния на компоненты электрического поля. Также необходимо учесть: граничные условия для воздушной линии (которые отличаются от простейшего случая сосредоточенного активного сопротивления), расстояние от канала молнии, эффект коронного разряда на линии, форма канала молнии (по факту отличного от вертикальной антенны).

Список литературы

- [1] Сучков А.А., Сучков Д.А. Наведенное напряжение на воздушной линии при близком ударе молнии // XXXII Неделя науки, Санкт-Петербургский государственный политехнический университет. СПб., 2004.
- [2] Nucci C.A. Lightning-induced voltages on overhead power lines. Part 1 // Electra. 1995. No. 161, August.
- [3] Демирчян К.С., Неймай Л.Р., Коровкин Н.В. Теоретические основы электротехники. СПб., 2009.
- [4] Новгородцев А.Б. Теория электромагнитного поля. СПб., ЛЭТИ, 1998.
- [5] Razevig D.V. Technics of high pressure. M.: Energy, 1964.
- [6] Tesche F.M., Ianoz M.V., Karlsson T. EMC analysis methods and computational models. New York: J. Wiley&Sons, inc., 1997.
- [7] Nucci C.A. Lightning-induced voltages on overhead power lines. Part 2 // Electra. 1995. No. 162, October.

Организация сервисного обслуживания в электроэнергетике

А.М. Епифанов, Ю.В. Жилкина

ПАО «ФСК ЕЭС»

Москва, Россия

Epifanov-am@fsk-ees.ru; zhilkina.yulia@gmail.com

Развитие научно-технического прогресса, внедрение новых технологий способствуют специализации и обособлению высокопрофессиональных сервисных рынков в экономике. В электроэнергетике этот рынок является наиболее естественным объектом развития рыночных отношений. Тем не менее, на сегодняшний день сервисные структуры выполняют преимущественно внутренние заказы по ремонту оборудования энергетических предприятий в статусе дочерних, зависимых или косвенно аффилированных организаций.

Несмотря на немалый объем исследований в области организации сервисного обслуживания в энергосетевом комплексе, множество аспектов в данной области остаются недостаточно изученными, как в зарубежной, так и в отечественной науке. Основной теоретико-методологической проблемой является отсутствие единой для субъектов энергорынка стратегии сервисного обслуживания, которая, с учетом национальных особенностей электроэнергетики, могла бы обеспечить поступательное развитие всей отрасли в целом.

Ключевые слова: электроэнергетика, сервисное обслуживание, модели сервисного обслуживания, производитель оборудования.

Organization of the maintenance models in the electric power

A.M. Epifanov, Y.V. Zhilkina

JSC FGC UES

Moscow, Russia

Epifanov-am@fsk-ees.ru; zhilkina.yulia@gmail.com

The development of scientific and technological progress, the introduction of new technologies promotes specialization and segregation of highly professional service markets in the economy. In electric-power industry this market is the most inherent object of development of market relations. Yet, nowadays service structures are mainly taking care of domestic orders on repairing equipment of power enterprises with entity status of dependent branch or indirectly affiliated organizations.

Despite the considerable amount of research in the field of organization of maintenance in power grid complex, multiple aspects of this area still remain understudied both in foreign and national sciences. The main theoretical and methodological problem for energy market entities is the absence of concerted strategy, which, taking into account national peculiarities of electric power could provide a progressive growth of the entire industry.

Keywords: electric power, maintenance, maintenance models, equipment manufacturer.

I. ВВЕДЕНИЕ

Развитие научно-технического прогресса, внедрение новых технологий способствует специализации и обособлению высокопрофессиональных сервисных рынков в экономике. В электроэнергетике этот рынок является наиболее естественным объектом развития рыночных отношений, в отличие от искусственно созданного рынка электроэнергии и мощности. Тем не менее, на сегодняшний день сервисные структуры выполняют преимущественно внутренние заказы по ремонту оборудования энергетических предприятий в статусе дочерних, зависимых или косвенно аффилированных организаций.

Между тем, высокая значимость эффективного сервисного обслуживания в электроэнергетике, как основы для надежного и бесперебойного энергоснабжения,

обусловлена не только неудовлетворительным состоянием основных фондов. В мировой практике сервисный бизнес является ведущей опорой для инновационного развития отрасли.

II. СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В энергосервисных компаниях сконцентрированы необходимые отраслевые компетенции, осуществляется активная разработка и внедрение новых технологий в области автоматизации, информационных систем, диагностики состояния оборудования и др. Кроме того, в развитых странах сервис является одним из главных центров прибыли энергокомпаний, в отличие от отечественной практики, когда затраты на сервисное обслуживание зачастую подлежат первоочередной минимизации.

Возникает задача создания таких организационно-экономических рыночных механизмов рационального сервисного обслуживания в электроэнергетике, которые смогут обеспечить поступательное развитие отрасли с учетом процессов модернизации и технологического обновления и сохранить баланс между коммерческими результатами деятельности сервисных подразделений, надежностью и энергоэффективностью электроснабжения. Эта задача обусловлена, с одной стороны, негативными тенденциями, происходящими в энергосервисе, с другой – значительным потенциалом сервисной функции, требующим неперенной реализации. [3]

Анализ теоретических подходов к организации сервисного обслуживания в электроэнергетике показал, что на сегодняшний день в науке и практике отсутствует общепринятое отраслевое определение сервиса. Наиболее распространенная трактовка рассматривает сервис с позиции оказания специфических вспомогательных услуг, направленных на повышение эффективности основной деятельности энергокомпаний. Однако система сервисного обслуживания решает кардинально разные задачи энергокомпаний, в частности:

- обеспечение полной готовности оборудования к эксплуатации в течение всего срока нахождения его у потребителя (производственный аспект);
- консультирование потенциальных потребителей перед приобретением ими услуг энергокомпаний, позволяющее сделать им осознанный выбор; сбор информации о том, как организовано сервисное обслуживание у «конкурентов» – бенчмаркинг; анализ рекламаций (маркетинговый аспект);
- подготовка персонала энергокомпаний к наиболее эффективной и безопасной эксплуатации приобретаемого оборудования (обучающий аспект);
- оперативная поставка запасных частей и содержание для этого необходимой сети складов, тесный контакт с изготовителями оборудования и комплекующих (логистический аспект);
- методическое обеспечение сервисной деятельности и разработка рекомендаций в части совершенствования услуг; внедрения технологических инноваций (инновационный аспект).

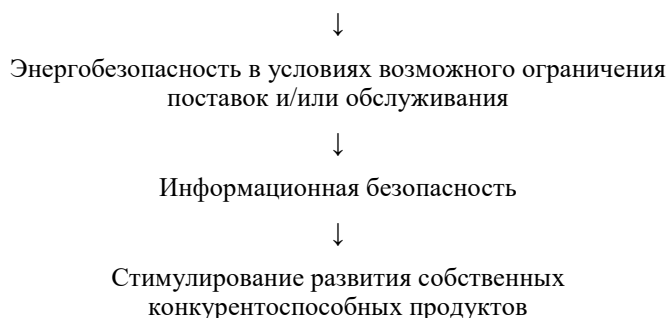
В настоящее время, ввиду действия санкций в отношении РФ, слабым местом остается зависимость от поставок зарубежных технологий и оборудования. Даже топливно-энергетический комплекс уязвим. Поскольку в ТЭК отсутствует развитая инновационная инфраструктура, предприятия сели на так называемую технологическую иглу, попав в зависимость от импортных технологий, оборудования и поставки запасных частей. При этом иностранные компании открывают для рынка России далеко не все свои технологии.

Сейчас Россия закупает оборудование, механизмы, автомобили, медикаменты, металлы, мясо, напитки, одежду, дизельное топливо, каучук и многое другое. Как свидетельствует таможенная статистика, почти 70 % товаров импортируется из стран дальнего зарубежья.

Президент В.В. Путин поставил задачу освобождения экономики страны от импортозависимости. Новая экономическая политика в области энергетики особенно

важна с учетом желания России плотнее интегрироваться в азиатско-тихоокеанский рынок [9]. В. Путин отметил, что зависимость от импорта оборудования нужно минимизировать.

Цель импортозамещения в энергетике



Импортозамещение – это стратегия догоняющего, поэтому она должна привести не просто к становлению производства, но к производству на высоком конкурентоспособном уровне. Для организации производства продукции, способной потеснить зарубежные аналоги, предприятиям необходимы налоговые льготы и государственная поддержка [1].

Топливо-энергетический комплекс, благодаря своему платежеспособному спросу, должен стать основой экономического роста России. Он обеспечит «мультипликативный эффект» за счет заказа оборудования, услуг, технологий, локализации производства. Сегодня в России есть положительные примеры замещения электрооборудования, горно-шахтных и нефтегазовых механизмов, оборудования для химической промышленности. Например, в ПАО «ФСК ЕЭС» доля закупаемого электротехнического оборудования отечественного производства значительно увеличилась: в 2010 году она составляла лишь 35 %, а в 2014 году закуплено уже до 50 % продукции российских производителей.

Многообразие сервисных функций позволяет определить сервисное обслуживание как функциональную деятельность, которая заключается в обеспечении надежного и бесперебойного функционирования электроэнергетической системы с целью экономически и энергетически эффективной эксплуатации ее элементов и создания условий для ценовой конкурентоспособности электроэнергии на рынке. В данном контексте понятие «сервис» следует считать тождественным формулировкам «сервисное обслуживание», «сервисная деятельность», «сервисный процесс» [7].

Ключевой проблемой в организации эффективного сервисного обслуживания в электроэнергетике является отсутствие стратегического видения собственников по поводу роли сервисного обслуживания, направлений его развития и бизнес-модели, согласовывающей экономические интересы основных рыночных игроков. Эта проблема порождает ряд негативных тенденций, которые проникают на уровень конкретных энергокомпаний и в итоге отражаются на всех субъектах энергорынка [5].

Процесс взаимодействия энергокомпаний и сервисного центра на данный момент основан на общем для бизнеса принципе: каждый субъект договорных отношений стремится минимизировать затраты (ресурсы) на произ-

водство и максимизировать эффект от продажи продукции или оказания услуг, при этом должны быть соблюдены и все интересы потребителя, что является залогом конкурентоспособности. Между тем в настоящее время интересы конечного потребителя учитываются в недостаточной степени (рисунок).



Существующие интересы энергокомпании и сервисных организаций

III. ПЕРЕХОД НА СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ В ПАО «ФСК ЕЭС»

На современном этапе развития ЕНЭС, учитывая темпы нового строительства объектов и реновации основных фондов, в рамках которых широкое применение находит современное оборудование различных производителей, все более актуальной становится необходимость ответственного участия изготовителей в обеспечении и поддержании нормативного состояния оборудования на протяжении всего жизненного цикла. Основным направлением достижения поставленной цели является переход на сервисное обслуживание оборудования ПАО «ФСК ЕЭС».

Кроме нового оборудования, на сервисное обслуживание целесообразен перевод основного (автотрансформаторы, трансформаторы, реакторы, коммутационные аппараты, КРУЭ и др.) и вспомогательного (компрессоры, аккумуляторные батареи и т.п.) оборудования с предполагаемым длительным (более 3 лет) сроком эксплуатации на объектах. Возможность сервисного обслуживания

оборудования подтверждается коммерческими предложениями изготовителей оборудования.

Основные задачи сервисного обслуживания оборудования ПАО «ФСК ЕЭС»:

- необходимость повышения надежности оборудования в условиях оптимизации затрат на ТОиР (повышения качества ТОиР);
- достижение экономического эффекта;
- необходимость продления гарантийных обязательств на оборудование, выданных заводом-изготовителем при поставке оборудования (для нового оборудования), и установления гарантийных обязательств завода-изготовителя на оборудование, по которому выполняются работы в рамках сервисного обслуживания (для оборудования с прошедшим гарантийным сроком).

Основные особенности сервисного обслуживания оборудования в ПАО «ФСК ЕЭС»:

- разнообразие установленного на объектах оборудования, большая часть которого уже не имеет заводской гарантии, а значительная часть находится в эксплуатации сверх нормативного срока;
- наличие достаточного штата собственного квалифицированного ремонтного персонала, на протяжении многих лет выполняющего ремонт и диагностику оборудования и готового к повышению квалификации, изучению новых типов оборудования и выполнению простых ремонтов;
- наличие дочерне-зависимого общества, специализирующегося на выполнении работ по ремонту и комплексной диагностике оборудования – АО «Электросетьсервис ЕНЭС», укомплектованного квалифицированным персоналом и современным технологическим оборудованием;
- географическое распределение объектов ЕНЭС на территории 73 субъектов РФ, что делает затруднительным создание заводских сервисных центров, удовлетворяющих требованиям аварийной готовности;
- филиальная сеть ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «Электросетьсервис ЕНЭС», охватывающая практически всю территорию России, что является дополнительным аргументом в пользу привлечения собственного ремонтного персонала к выполнению определенных видов работ в рамках сервисного обслуживания после его обучения и аттестации.

В ПАО «ФСК ЕЭС» зафиксированы основные модели организации сервисного обслуживания:

1. Выполнение сервисного обслуживания в формате двухстороннего договора между заказчиком и исполнителем (АО «Электросетьсервис ЕНЭС», МГТЭС, иная организация-изготовитель оборудования или его официальный представитель на территории Российской Федерации с подтверждением полномочий на поставку запасных частей к оборудованию и оказание услуг по сервисному обслуживанию либо, при обосновании / согласовании, силами сертифицированного персонала субподрядчика).

В тесном взаимодействии с ООО «Сименс» (при поддержке Siemens AG) в ПАО «ФСК ЕЭС» в период с января по август 2010 года была сформирована данная модель сервисного обслуживания и подготовлен пилотный договор.

2. Первый опыт сервисного обслуживания позволил провести анализ данной модели и её корректировку, предусматривающую вовлечение в сервисный договор третьего контрагента и переход на многолетнюю форму договора (5 лет).

Реализуемые модели сервисного обслуживания в ПАО «ФСК ЕЭС» позволили достигнуть положительного эффекта, а именно:

- комплексная диагностика и квалифицированная оценка технического состояния оборудования, получение заводских рекомендаций по его дальнейшей эксплуатации;
- повышение компетенции и квалификации собственного ремонтного персонала;
- повышение качества ТОиР и диагностики оборудования, вследствие этого – повышение надёжности;
- распространение гарантийных обязательств заводо-изготовителей электротехнического оборудования на весь срок действия сервисного договора;
- наличие приближенных к объектам ЕНЭС складов необходимого аварийного запаса с учетом рекомендаций заводо-изготовителей оборудования;
- минимальные сроки ликвидации аварийных повреждений за счет наличия необходимых ресурсов (квалифицированный персонал и склады аварийного резерва) и гарантированных услуг шефа-инженера завода-изготовителя.

В общем и целом переход на сервисное обслуживание показал его прозрачность, а также наличие механизма контроля над вложенными средствами и полученным эффектом, что является определяющим фактором при оценке качества управления объектом в ходе развития электроэнергетики РФ.

Список литературы

- [1] Акиндинова Н., Кузьминов Я., Ясин Е. Российская экономика на повороте. – М.: Изд. дом Высшей школы экономики, 2014.
- [2] Вечканов Г.С. Экономическая безопасность. – СПб.: Вектор, 2005. – 256 с.
- [3] Гончарено Л.П., Куценко Е.С. Управление безопасностью. – М.: Кронус, 2005. – 272 с.
- [4] Экономика и организация безопасности хозяйствующих субъектов / В.С. Гусев, В.А. Демин, Б.И. Кузин и др. – СПб.: Питер, 2004. – 281с.
- [5] Кожевников М.В. Оценка емкости рынка сервисных услуг в электроэнергетике // Вестник Самарского государственного экономического университета. – 2013. – № 5. – С. 47–52.
- [6] Кожевников М.В. Модель ремонтно-сервисного обслуживания в региональной электроэнергетике // Устойчивое развитие российских регионов: экономика политических процессов и новая модель пространственного развития: Доклады 9-й Междунар. науч.-практ. конф. по проблемам экономического развития в современном мире. – Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2012. – С. 189–193.
- [7] Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. Современный экономический словарь. 2-е изд., испр. М.: ИНФРА-М, 1999. 479 с.
- [8] Сергеев В.И. Управление цепями поставок: учебник для бакалавров. М.: Юрайт, 2014. 470 с.
- [9] Улюкаев А. Болезненная трансформация мировой экономики. М., 2014.

Актуализация (пересмотр) строительных норм и правил 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»

Ю.В. Завгороднев¹, В.А. Лаврентьев¹, А.Ф. Абдулвалиев²

¹Ассоциация «Росэлектромонтаж», ²ОАО «Татэлектромонтаж»

¹Москва, ²Казань, Россия

aidar.bdlvlg@gmail.com

При пересмотре (актуализации) строительных норм и правил разработчиками за основу были взяты требования действующих федеральных законов и других вышестоящих нормативных актов, межнациональные, межгосударственные, государственные стандарты, идентичные и модифицированные переводы стандартов МЭК. Использовалась информация о современных электротехнических материалах и оборудовании.

Ключевые слова: актуализация, гармонизация, нормативные документы, подготовка производства электромонтажных работ, производство электромонтажных работ, пусконаладочные работы.

Update (review) of construction norms and rules 3.05.06-85 “Electrical devices”

Yu.V. Zavgorodnev¹, V.A. Lavrentyev¹, A.F. Abdulvaliyev²

¹Roselectromontazh Association, ²Tatelectromontazh JSC

¹Moscow, ²Kazan, Russia

aidar.bdlvlg@gmail.com

In revising (updating) the construction norms and rules, the developers used as a basis the requirements of the current federal laws and other upline normative acts, international, interstate, state standards, as well as identical and modified translations of IEC standards.

Keywords: actualization, harmonization, regulations, norms and rules, electrical work preparation, performance of electrical work, commissioning work.

I. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Существующий нормативный документ СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства», введенный в действие в 1986 году, в настоящее время не отражает в полной мере современные требования электротехнических устройств. В связи с выходом ряда нормативных документов [1 – 4], новых технологий в электромонтажном производстве, а также новых видов материалов и оборудования появилась необходимость в переработке СНиПа.

Проект окончательной редакции свода правил «Электротехнические устройства» пересмотрен специалистами Ассоциации «Росэлектромонтаж» в соответствии с Планом разработки и утверждения сводов правил, строительных норм и правил на 2015 г. и плановый период до 2017 г., утвержденным приказом Минстроя России от 30 июня 2015 г. № 470/пр.

II. ОСНОВНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ

Работа по разработке проектов сводов правил, проектов изменений к сводам правил и актуализации утвержденных ранее строительных норм и правил, сводов правил в области проектирования жилых, общественных и производственных зданий и сооружений, пересмотр СП 76.13330.2011 «СНиП 3.05.06-85» выполнены в соот-

ветствии с составленным детализированным планом работ. Проект окончательной редакции свода правил подготовлен на основании действующих в РФ нормативных документов [3], комплекса национальных стандартов серии 50571 и результатов публичного обсуждения первой редакции свода правил.

После публичного обсуждения поступило 208 замечаний и предложений, из них: принято – 143, принято частично – 39, предложено обсудить на заседании ТК – 5, принято к сведению – 4, отклонено – 17.

В проект окончательной редакции были внесены 3 новых подраздела: «Область применения», «Нормативные ссылки», «Термины и определения», а также 2 новых подраздела: «Монтаж вспомогательных цепей» и «Установка распределенного электрообогрева».

Наиболее существенную корректировку претерпели главы:

- 6.3. Электропроводки (монтаж электропроводки на кабельных лотках и кабельных лестницах, в кабельных и специальных кабельных коробах; прокладка проводов на изоляторах; прокладка кабелей на тресе; монтаж электропроводки по строительным основаниям и внутри основных строительных конструкций; прокладка проводов

и кабелей в стальных трубах; прокладка проводов и кабелей в неметаллических трубах; монтаж вспомогательных цепей);

- 6.4. Кабельные линии (общие требования; прокладка в трубной блочной канализации; прокладка в кабельных сооружениях и производственных помещениях; прокладка в вечномерзлых грунтах; прокладка при низких температурах; монтаж муфт кабелей напряжением до 35 кВ; особенности монтажа кабельных линий напряжением 110–220 кВ; маркировка кабельной линии);
- 6.5. Токопроводы напряжением до 35 кВ (токопроводы напряжением до 1 кВ (шинопроводы); токопроводы открытые напряжением 6–35 кВ);
- 6.6. Воздушные линии электропередачи (устройство котлованов и фундаментов под опоры; сборка и установка опор; монтаж изоляторов и линейной арматуры; монтаж проводов и грозозащитных тросов (канатов); монтаж разрядников, реклоузеров);
- 6.7. Распределительные устройства и подстанции (общие требования; ошиновка закрытых и открытых распределительных устройств; изоляторы; выключатели напряжением выше 1000 В; разъединители, отделители и короткозамыкатели выше 1000 В; разрядники и ограничители напряжения; измерительные трансформаторы; реакторы и катушки индуктивности; комплектные и сборные распределительные устройства и комплектные трансформаторные подстанции; трансформаторы силовые; статические преобразователи; компрессоры и воздухопроводы; конденсаторы и заградители высокочастотной связи; распределительные устройства напряжением до 1000 В, щиты управления, защиты и автоматики; аккумуляторные установки);
- 6.8. Электросиловые установки (добавлено 10 пунктов);
- 6.9. Электрическое освещение (добавлено 7 пунктов);
- 6.10. Электрооборудование установок во взрывоопасных зонах (добавлено 6 пунктов);
- 6.12. Защитное заземление и уравнивание потенциалов (добавлено 4 пункта);

- Раздел 7. Пусконаладочные работы (добавлено 14 пунктов).

Также были изменены и откорректированы раздел 4, «Общие положения» (пункты: 1.1, 1.4, 1.5, 1.7 СНиП 3.05.06-8), раздел 5, «Подготовка производства электро-монтажных работ» (пункты: 2.2в, 2.2е, 2.3 СНиП 3.05.06-85, 2.4, 2.8, 2.9, 2.14, 2.18, 2.20 СНиП 3.05.06-85), главы 6.1, «Общие требования» (пункты: 3.2, 3.3, 3.5, 3.7 СНиП 3.05.06-85), 6.2, «Контактные соединения» (пункты: 3.8, 3.12 СНиП 3.05.06-85, добавлено 3 пункта), 6.11, «Электрооборудование установок в пожароопасных зонах» (добавлено 3 пункта) раздела 6 «Производство электромонтажных работ».

Приложение А (справочное), «Порядок производства пусконаладочных работ», Приложение Б (справочное), «Акт сдачи-приемки наладочных работ» также претерпели изменения.

III. ОЖИДАЕМАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СВОДА ПРАВИЛ

Экономическая эффективность применения актуализированного (пересмотренного) свода правил обеспечивается за счет повышения требований к подготовке и производству электромонтажных работ, что дает высокий уровень качества работ, повышает надежность, увеличивает срок службы электроустановок и способствует высокому уровню защиты населения и животных от поражения электрическим током, защиты зданий и сооружений от возможных пожаров

Список литературы

- [1] Технический регламент о безопасности зданий и сооружений: Федеральный закон от 30 декабря 2009 года № 384-ФЗ.
- [2] Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ.
- [3] О техническом регулировании: Федеральный закон от 27 декабря 2002 года № 184-ФЗ.
- [4] Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ: Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ.

Теоретическое исследование значений наведенных напряжений на отключенных линиях электропередачи, вызванных влиянием контактной сети железной дороги переменного тока

О.В. Залесова

ФГБУН КНЦ РАН «Центр физико-технических проблем энергетики Севера»
Апатиты, Россия
drozdova_nord@mail.ru

Предложен способ оценки уровня наведённого напряжения на проводах отключённой воздушной линии электропередачи, вызванных электромагнитным влиянием контактной сети железной дороги переменного тока. Представлены результаты расчётов наведённого напряжения на воздушной линии при влиянии одно- и двухпутного участков железной дороги. На основе результатов расчётных исследований были сделаны рекомендации по обеспечению безопасного проведения работ на линиях, расположенных в зоне влияния тяговой сети железной дороги.

Ключевые слова: тяговый ток, электромагнитное влияние, наведенное напряжение на отключенной воздушной линии.

Theoretical research of inducted voltage on disconnected transmission line in the caused by electromagnetic influence of alternating current railway

Olga Zalesova

Centre for Physical and Technological Problems of Energy in Northern Areas KSC RAS
Apatity, Russian Federation
drozdova_nord@mail.ru

The program complex for an estimation of the inducted voltage level on disconnected transmission line exposed to electromagnetic fields influence of an overhead contact system has been propounded. Calculations results of the induced voltage on a power line at influence of single- and double-track railway line have been presented. The proposed circuit of the disconnect transmission line grounding provide the safety of the operation and maintenance personnel during work on the line.

Keywords: traction current, electromagnetic influence, inducted voltage on disconnected transmission line.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время более половины электрифицированных железных дорог России работает по системе переменного тока промышленной частоты. Существенным недостатком данной системы является значительное электромагнитное влияние, оказываемое контактной сетью на смежные объекты железнодорожной энергетики, в том числе и на проходящие вблизи линии электропередачи.

В соответствии с пунктом 38.43 «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (ПОТЭУ), работники, обслуживающие воздушные линии (ВЛ), должны иметь и знать перечень линий, находящихся после отключения под наведенным напряжением выше 25 В, в котором должны быть указаны значения наведенного напряжения на отключенных проводах ВЛ, а также на проводах при различных схемах заземления ВЛ стационарными заземлителями в распределительных устройствах (РУ) [1]. Измерения (расчеты) значений наведенного напряжения на ВЛ (участках ВЛ) необходимо проводить в местах возможного максимального значения

наведенного напряжения (пересечения, сближения, расхождения ВЛ, параллельного следования и пр.) при максимальном токе во влияющей сети.

При практическом использовании этого пункта ПОТЭУ возникает сложность обеспечения максимальной нагрузки в контактной сети железной дороги при измерении наведенных напряжений на отключенных ВЛ, поскольку нагрузка каждой тяговой подстанции – величина непостоянная. Она изменяется в зависимости от количества электроподвижных составов (ЭПС) и их расположения на межподстанционной зоне, потребляемых ими токов, кроме того, в тяговой сети также могут присутствовать уравнивающие токи. Поэтому для оценки уровня наведенного напряжения на проводах отключенной линии следует учитывать результаты расчетных исследований, выполненных по исходным данным, которые максимально соответствуют реальным условиям рассматриваемой задачи.

В настоящей работе рассматривается способ расчета наведенного напряжения на проводах отключенной ВЛ, вызванного электромагнитным влиянием контактной сети однопутного участка железной дороги, электрифици-

рованного по системе однофазного переменного тока промышленной частоты напряжением 25 кВ, с помощью программного комплекса, разработанного в «Центре физико-технических проблем энергетики Севера».

II. ПРОГРАММНЫЙ ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ РАСЧЕТА НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ОТКЛЮЧЕННЫХ ВЛ

Структура программного комплекса для расчета наведенного напряжения на отключенной линии электропередачи, подверженной влиянию контактной сети железной дороги переменного тока, представляет собой проект, состоящий из программы расчета, подпрограммы и набора файлов с исходными данными. Последние содержат такие параметры, как ширина и длина участков сближения, место ремонта на ВЛ, удельное сопротивление грунта, сопротивление заземления контуров подстанций и в месте ремонта на линии, коэффициент защитного действия рельса, потребляемые электровозами токи и прочие физические и геометрические параметры модели сближения.

В программе используется одна из стандартных оболочек в среде Windows: приложение MS Developer Studio. Это приложение рассчитано на использование языка программирования Fortran-90 и работает с так называемыми проектами.

В программе существует возможность учета сложных, неоднородных трасс сближения. Дополнительной сложностью данной задачи является необходимость передвижения электровоза. Это приводит к необходимости изменения схемы замещения при переходе одного варианта к другому, что резко усложняет проведение серий расчетов, а главное, значительно повышает вероятность появления трудно контролируемых ошибок. Поэтому для проведения массовых оценочных расчетов была разработана упрощенная схема замещения (рис. 1).



Рис. 1. Упрощенная схема сближения отключенной ВЛ и однопутного участка железной дороги

При одном ЭПС ремонтимруемая линия разбивается на четыре участка. Считается, что два крайних из них удалены от железной дороги так далеко, что наведенными напряжениями на них можно пренебречь. Средняя часть линии, проходящая параллельно железной дороге на некотором эквивалентном расстоянии от нее, подвержена влиянию и состоит из двух участков, между которыми находится электровоз. Для изменения месторасположения электровоза в такой схеме достаточно изменять только длины участков.

III. МЕТОД РАСЧЕТА НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Метод расчета наведенного напряжения на отключенной ВЛ, используемый в программном комплексе, заключается в следующем. Наведенные напряжения на линии, расположенной параллельно с железной дорогой, определяются четырьмя контурами переменной длины (рис. 2). В двух контурах токи текут в контактных проводах и полностью возвращаются в землю. В двух других заданные токи текут по рельсам и также полностью возвращаются в землю. Из-за разности высот подвеса контактного провода и прокладки рельсов ток в земле также разделяется на две составляющие, текущие на близких, но все же разных глубинах. Это в данном случае правильно и является, по существу, учетом несимметрии влияющей системы [2].

Продольная э.д.с. вдоль ремонтимруемой линии (РЛ) в программе рассчитывается как алгебраическая сумма э.д.с., созданных обоими контурами. Расчет э.д.с. взаимной индукции на единицу длины провода линии, подверженной влиянию, проводился по известной формуле [3]:

$$E_n = I_i \cdot Z_{in} \cdot k_{з.д} = I_i \cdot j \cdot \omega \cdot M_{in} \cdot k_{з.д},$$

где i — влияющий провод; n — провод отключенной линии; I_i — ток во влияющем проводе; Z_{in} — взаимное сопротивление между проводами i и n ; M_{in} — взаимная индуктивность между проводами i и n ; $\omega = 2\pi f$ — угловая частота; $k_{з.д}$ — коэффициент защитного действия рельса (в настоящей работе принятый равным: для однопутного участка — 0,55, двухпутного — 0,45 с учетом удельного сопротивления грунта $\rho_{гр} = 10\ 000$ Ом·м).

Кроме электромагнитной составляющей наведенного напряжения существует электростатическая составляющая, которая также учитывается в расчетах. Она определяется соотношением собственных и взаимных частичных емкостей между всеми проводниками системы. В связи с тем, что на железной дороге применяется относительно низкое питающее напряжение (27,5 кВ) и взаимная емкость быстро уменьшается с увеличением ширины сближения, эта составляющая в данной задаче дает значительно меньший вклад в наведенное напряжение, чем электромагнитная.

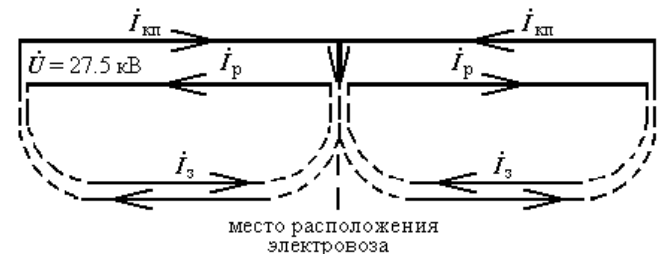


Рис. 2. Четырехконтурная схема замещения влияющего участка железной дороги

При расчетах наведенного напряжения на отключенной ВЛ считалось, что на участке сближения тяговая сеть была однородной, все рельсовые нити на участке заменялись одним эквивалентным рельсом.

Также в программе выполнялось следующее условие: ЭПС, находящийся на участке, получает энергию от двух тяговых подстанций, и ток, потребляемый электровозом, складывается из двух составляющих, величины которых

обратно пропорциональны расстоянию от электровоза до соответствующей тяговой подстанции (чем ближе к тяговой подстанции находится электровоз, тем большая часть тока поступает к нему от этой подстанции) [4].

IV. МОДЕЛЬ СБЛИЖЕНИЯ ВЛ С ВЛИЯЮЩИМ УЧАСТКОМ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

Для расчетного исследования наведенного напряжения была создана модель, соответствующая реальному участку сближения ВЛ класса напряжения 110 кВ и однопутного участка железной дороги переменного тока. Схема сближения данных объектов представлена на рис. 3.

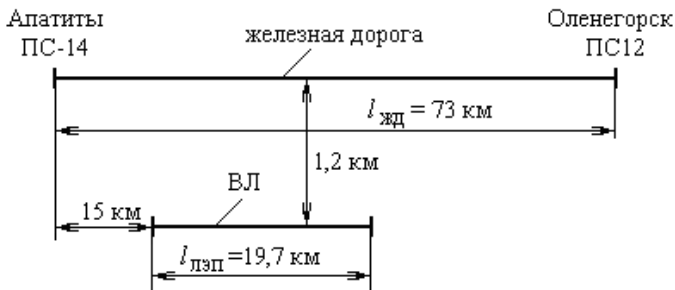


Рис. 3. Схема сближения отключенной ВЛ с однопутным участком железной дороги

Электропитание участка двустороннее и производится от тяговых подстанций ПС-14 в г. Апатиты и ПС-12 в г. Оленегорск. Протяженность ВЛ составляет 19,7 км, ширина сближения – в среднем порядка 1,2 км. На последнем участке сближения (0,4 км от конца линии) трасса ВЛ расположена перпендикулярно полотну железной дороги, поэтому ширина сближения данного участка в программе принималась равной $b_{4уч} = \infty$. Тип опор – П (деревянные) – на линии является преобладающим.

Для построения расчетной модели были определены кратчайшие расстояния между выбранным расчетным проводом РЛ и всеми проводами контактной сети и рельсами. Здесь использовались следующие данные: средние высоты подвеса этих проводов, расстояние между условными осями трасс линий и сдвиг по горизонтали каждого провода (ремонтимруемой линии и влияющей тяговой сети) от осей трасс.

При косом сближении или пересечении РЛ и тяговой сети железной дороги использовалась методика приведения к эквивалентному параллельному сближению, описанная в [3]. Расстояние эквивалентного параллельного сближения вычислялись по формуле:

$$b_{12} \approx \frac{b_{\max} + 2b_{\min}}{3},$$

где b_{\max} , b_{\min} – максимальное и минимальное расстояния между проводами тяговой сети (контактный провод, питающий провод и рельсы) и РЛ соответственно.

V. РАСЧЕТЫ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ОТКЛЮЧЕННОЙ ВЛ

Расчеты значений наведенного напряжения выполнялись на отключенных проводах ВЛ при различных схемах заземления линии стационарными заземлителями в распре-

делительных устройствах (РУ) в соответствии с требованиями правил [1] при максимальном токе в контактной сети $I_{\max} = 250$ А. Значение сопротивления в месте ремонта принималось равным $R_{м,р} = 30$ Ом, без заземления в месте ремонта – $R_{м,р} = \infty$.

Известно, что максимальный уровень наведенного напряжения на отключенной линии, подверженной влиянию контактной сети, наблюдается в месте ремонта, расположенного посередине участка сближения [4]. Поэтому расчет наведенного напряжения на исследуемой ВЛ проводился для следующих вариантов расположения мест ремонта: в начале, середине и конце линии. При этом нахождение электровоза на влияющем участке железной дороги всегда было напротив места ремонта на линии.

Результаты расчетов уровней наведенного напряжения на заземленной и изолированной по концам линии, вызванного электромагнитным влиянием однопутного участка железной дороги, представлены в табл. I.

Расчетные исследования показали, что при схеме заземления ВЛ по концам и в месте ремонта, которая, как правило, выполняется во время ремонтных работ на линиях, величина наведенного напряжения значительно превышает безопасный для ремонтного персонала уровень – 25 В, в то время как при разземлении линии на подстанциях и заземлении ее только в месте ремонта уровень наведенного напряжения на ВЛ резко снижается и его величина не превышает даже 1 В.

На рис. 4 представлены распределения наведенного напряжения на проводе ВЛ в момент прохождения ЭПС напротив места ремонта – середины линии для двух случаев: когда РЛ по концам на ПС заземлена и изолирована при заземлении ВЛ в месте ремонта на сопротивление 30 Ом.

Весьма малое значение наведенного напряжения на ВЛ при ее заземлении только в месте ремонта объясняется близостью этого места к точке линии с наименьшим значением наведенного потенциала. Для других мест ремонта на линии, при использовании такой схемы заземления, значение наведенного напряжения может быть более высоким, однако не превышающим допустимого уровня – 25 В.

Поскольку в будущем планируется развитие Мурманского железнодорожного узла и на участке Апатиты – Мурманск предполагается строительство вторых путей, также был проведен расчет наведенного напряжения на исследуемой ВЛ при влиянии двухпутного участка железной дороги. Результаты расчетов представлены в табл. II.

Расчеты, выполненные для второй модели сближения, показали, что при наличии тяговой сети второго пути значения наведенного напряжения снижаются примерно в 1,22 раза для всех рассматриваемых схем заземления линии. Особенно это заметно на проводах ВЛ, заземленной по концам. Это происходит за счет того, что сопротивление рельсовой сети двухпутного участка практически в два раза меньше данной величины однопутного участка. Таким образом, снижается интенсивность стекания тока в землю, что способствует снижению уровня наведенного напряжения на смежных ВЛ.

Таблица I. НАВЕДЕННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ НА ВЛ ПРИ ВЛИЯНИИ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ОДНОПУТНОГО УЧАСТКА ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

Заземление ВЛ по концам	Сопротивление заземления в месте ремонта, Ом	Наведенные напряжения на ВЛ, В		
		ЭВ в начале участка сближения	ЭВ в середине участка сближения	ЭВ в конце участка сближения
Заземлена	30	2,9	90,5	7,6
	∞	2,9	94,5	7,7
Изолирована	30	0	0,1	0,1
	∞	39,1	48,2	88,8

Таблица II. НАВЕДЕННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ НА ВЛ ПРИ ВЛИЯНИИ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ДВУХПУТНОГО УЧАСТКА ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

Заземление ВЛ по концам	Сопротивление заземления в месте ремонта, Ом	Наведенные напряжения на ВЛ, В		
		ЭВ в начале участка сближения	ЭВ в середине участка сближения	ЭВ в конце участка сближения
Заземлена	30	2,3	74,0	6,2
	∞	2,4	77,4	6,3
Изолирована	30	0	0,1	0,1
	∞	32,0	39,4	72,7



Рис. 4. Распределение наведенного напряжения на ВЛ в момент прохождения ЭПС напротив места ремонта – середины линии

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наведенные напряжения на отключенных ВЛ, расположенных в зоне влияния тяговой сети железной дороги переменного тока, представляют серьезную опасность при проведении ремонтных работ. Расчеты, выполненные в настоящей работе с помощью представленного программного комплекса, позволяют оценить уровень наведенных напряжений на РЛ и определить мероприятия, необходимые для обеспечения безопасности работ на ней. В рассмотренных случаях в качестве таких мероприятий можно рекомендовать проведение ремонтных работ на ВЛ при заземлении

проводов на опору в месте ремонта и изоляции линии по концам в соответствии с пунктом 38.45 в [1]. Для повышения безопасности работ можно предложить дополнительно устанавливать заземления на двух соседних от места ремонта опорах. Это не создаст дополнительных длинных контуров, в которых может быть наведена опасная э.д.с.

Результаты расчетных исследований также показали, что увеличение числа путей на участке железной дороги Апатиты – Оленегорск снижает уровень наведенного напряжения на смежной ВЛ.

Список литературы

- [1] Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. N 328н). URL: <http://zametkielectrika.ru/novye-pravila-po-oxrane-truda-pri-ekspluatacii-elektrostanovok/>.
- [2] Дроздова О.В., Якубович М.В. Исследование влияния системы тягового электроснабжения переменного тока на отключенные линии электропередачи // Вестник МГТУ. – 2010. – Т. 13, № 4/2. – С. 918–922.
- [3] Костенко М.В. Влияние электрических сетей высокого напряжения на техно- и биосферу. – Л.: ЛПИ, 1984. – 56 с.
- [4] Фрайфельд А.В. Устройство, сооружение и эксплуатация контактной сети и воздушных линий: учебник для техн. школ ж.-д. трансп. / А.В. Фрайфельд, Н.А. Бондарев, А.С. Марков; под ред. А.В. Фрайфельда. – М.: Транспорт, 1980. – 422 с.

Методика выявления дефектов оборудования для тепловизионной системы онлайн-мониторинга электрической подстанции

А.Д. Зарипова¹, Д.К. Зарипов²

¹ООО «ДжиДиСи Сервисез», ²ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Казань, Россия
dzaripov@list.ru

Современное состояние средств диагностики, передачи и обработки данных позволяет создавать автоматизированные системы непрерывного контроля оборудования подстанций на базе тепловизоров, стационарно установленных наподобие камер видеонаблюдения. Существует, по крайней мере, три причины, по которым такие системы онлайн-мониторинга находят применение: повышение надежности работы подстанции за счет своевременного выявления быстроразвивающихся дефектов, повышение безопасности путем предотвращения вторжения и снижение затрат на проведение контроля состояния оборудования. Эффективность данных систем будет определяться алгоритмом, заложенным в программу оценки состояния объектов подстанции по тепловизионному изображению.

В данной работе обоснована методика выявления дефектов электрооборудования по тепловизионному изображению путем определения локальных, средних и среднеквадратических значений температурных аномалий на различных объектах подстанции. Для каждого узла оборудования установлены значения превышения или избыточных температур, определяющие степень неисправности. Для всех объектов подстанции в целом результаты сведены в таблицу.

Разработанная методика может рассматриваться как основа технического задания на разработку программы для автоматизированной тепловизионной системы онлайн-мониторинга электрической подстанции в реальном времени. Методика также может быть использована для периодического тепловизионного обследования подстанций штатным персоналом сетей.

Ключевые слова: тепловизионный контроль, онлайн-мониторинг электрооборудования, методика тепловизионного диагностирования, температурная аномалия, оценка степени неисправности.

Method of equipment defects detection for thermovision systems online monitoring of electric substations

A.D. Zaripova¹, D.K. Zaripov²

¹«GDC Services», ²Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
dzaripov@list.ru

The present state of diagnostic tools, data transfer and processing allows to create automated system of continuous control of substation equipment based on thermal imagers, permanently installed such as surveillance cameras.

There is at least three reasons why such online monitoring systems are used: increasing the reliability of the substation by providing timely identification of emerging defects, improving safety by preventing invasion and reducing costs of equipment condition monitoring. The effectiveness of these systems will be determined by an algorithm incorporated in the program to assess the state of substation objects for thermal images.

At this research the technique of detection of of electrical equipment defects on the thermal images by identifying local, medium and RMS values of temperature anomalies at different substation objects. For each piece of equipment set the values of excess or excessive temperatures which is determining the degree of fault. For all substation objects in the generally results tabulated.

The developed technique can be considered as the basis of technical specifications for program development for the automated thermal imaging system of electrical substation online monitoring in real time.

Keywords: thermal control, online monitoring of electrical equipment, thermal methods of diagnosis, the temperature anomaly, assessment of fault degree.

I. ВВЕДЕНИЕ

В эпоху становления технологий «умных сетей» становится технически и экономически выгодным расширять использование средств онлайн-мониторинга оборудования электрических подстанций. Одно из направлений совершенствования контроля подстанций в реальном времени – внедрение автоматизированных систем контроля оборудования на базе стационарно установленных тепловизоров [1]. Помимо известных достоинств таких систем – скорости выявления дефектов, безопасности и снижения затрат – непрерывный тепловизионный контроль по сравнению с периодическим имеет очевидные преимущества при оценке состояния, например, изоляторов, поскольку дефекты их проявляются, зачастую, только при высокой влажности.

Ведущими производителями уже разработаны тепловизоры с программным обеспечением, которые могут быть встроены в автоматизированную систему раннего предупреждения на подстанции [2]. Видеокамеры и тепловизоры располагаются по всему периметру подстанции. Оператор может осуществлять постоянный мониторинг по потоку видео и инфракрасных (ИК) изображений. Автоматизация процесса обработки данных с видеокамер и тепловизоров позволяют снизить нагрузку и предупреждать оператора только об обнаружении изменений состояния оборудования. Разрабатываются также алгоритмы и программы обработки ИК изображений [3]. Таким образом, для реализации системы онлайн-мониторинга подстанции с помощью тепловизоров в наших условиях необходимы критерии оценки состояния оборудования, которые можно было бы заложить в автоматизированную систему.

II. КРИТЕРИИ И МЕТОДИКА ВЫЯВЛЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ СИСТЕМЫ

Основополагающим документом для создания методики явился действующий нормативный документ «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (РД 34.45-51.300-97). Определение температуры узла или зоны элементов подстанции в предлагаемой методике осуществляется путем усреднения значений температуры по некоторой окрестности, охватывающей большую часть наблюдаемого узла или объекта. Наличие локальных нагревов на узле или объекте определяется путем вычисления среднеквадратического отклонения значений температуры по области, охватывающей большую часть обследуемого узла или объекта.

Принципиально важным является автоматическое выявление по тепловому излучению дефектов изолирующих конструкций. Здесь предполагается определять среднее и среднеквадратическое отклонение значения температуры по всей изолирующей конструкции, воспользовавшись запатентованной методикой [4]. Суть ее заключается в следующем. В общем случае i -й элемент изолирующей конструкции, например изолятор в гирлянде или часть протяженного изолятора, можно представить как параллельное соединение активного сопротивления R_i и емкости C_i . Формула для активной мощности P_i , выделяемой на элементе при протекании через него переменного тока I с частотой ω , имеет следующий вид:

$$P_i = I^2 \frac{R_i}{1 + \omega^2 C_i^2 R_i^2}.$$

Из формулы следует, что P_i имеет неоднозначную зависимость от R_i . Активная мощность имеет максимум при R_i , равном $1/\omega C_i$. При R_i , большем $1/\omega C_i$, P_i увеличивается с уменьшением R_i , а при R_i , меньшем $1/\omega C_i$, – уменьшается. Например, для подвешенного изолятора, собственная емкость которого лежит в пределах 30–70 пФ, максимум тепловыделения достигается при значениях R_i от 45 до 100 МОм соответственно. Поскольку активные сопротивления изоляторов могут иметь значения от сотен ГОм для исправных до нескольких МОм для «нулевых», то одна и та же мощность тепловыделения может характеризовать два существенно разных состояния изоляции – исправное и дефектное. Однако если рассматривать изолирующую конструкцию в целом, то исправное и дефектное состояния элемента можно отличить по изменению тепловыделения всей конструкции. Если происходит снижение активного сопротивления i -го элемента конструкции, то на начальной стадии деградации, когда R_i значительно больше $1/\omega C_i$ и изоляция ее считается еще исправной, это приводит к повышению тепловыделения только на нем, поскольку распределение напряжения по элементам в конструкции практически не изменяется. Дальнейшее снижение сопротивления и переход в дефектное состояние приводит уже к перераспределению напряжения в конструкции и повышению тепловыделения на других элементах. Таким образом, дефектное состояние можно отличить по изменению пространственного распределения интенсивности теплового излучения по всей конструкции. Величинами, характеризующими распределение, являются среднее и среднеквадратическое отклонение. Для определения состояния изоляции необходимо использовать обе эти характеристики распределения. Снижение активного сопротивления одного из элементов конструкции однозначно приводит к некоторому увеличению средней интенсивности излучения конструкции. Однако ее заметное увеличение происходит при снижении активного сопротивления на нескольких элементах конструкции. В то же время величина среднеквадратического отклонения, характеризующая разброс интенсивностей теплового излучения элементов относительно среднего отклонения, может быть зафиксирована и при малых значениях среднего, когда интенсивность излучения изменяется только на одном элементе, но при снижении активного сопротивления на нескольких элементах возможна ситуация, когда среднеквадратическое отклонение будет равно нулю.

В данной методике предлагается ранжировать индикацию состояния объектов или узлов в зависимости от степени аварийности, автоматически сигнализируя всплывающими надписями: «контроль», «опасно» или «дефект».

Надписи соответствуют:

- «контроль» – начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику;
- «опасно» – развившийся дефект, требующий принять меры по устранению при ближайшем выводе электрооборудования из работы;
- «дефект» – аварийный дефект, требующий немедленного устранения.

В целом для основных объектов электрической подстанции методика представлена в виде таблицы. Определение значений температур в таблице, соответствующих состояниям «контроль», «опасно», «дефект»,

осуществляется путем пересчета на известный номинальный ток $I_{ном}$ при известном текущем значении $I_{раб}$ в соответствии с нормами.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ И УЗЛОВ ПОДСТАНЦИИ ПО ТЕМПЕРАТУРЕ

п/п	Объект	Узел	Требования норм РД 34.45-51.300-97	Индикация
1	2	3	4	5
1	Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы		Сравниваются между собой нагревы крайних фаз, нагревы однотипных трансформаторов, динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки, определяются локальные нагревы	Нет индикации в реальном времени. Оценка состояния по анализу термограмм и сопоставления с другими видами диагностики.
2	Маслонаполненные трансформаторы тока	Внутренняя изоляция обмоток	Не должно быть локальных нагревов, а значения температуры, измеренные в аналогичных зонах покрышек трех фаз, не должны различаться между собой более чем на 0,3 °С	«Дефект» при наличии локальных нагревов и при отличии в нагреве зон (избыточной температуре) на 0,4 °С
		Внутренние и внешние переключающие устройства	Сравнения температур на поверхности расширителей трех фаз, предельное превышение температуры (перегрев) на поверхности расширителя при номинальном токе не должно превышать 60 °С, температура нагрева / перегрева контактного соединения (КС) внешнего переключающего устройства не должна превышать 90/50 °С	«Дефект» при перегреве поверхности расширителя 60 °С и перегреве внешних контактных соединений 50 °С. «Контроль», «опасно» при меньших градиентах
		Аппаратные выводы трансформаторов тока	Температура нагрева / перегрева контактных соединений не должна превышать 90/50 °С	«Дефект» при перегреве контактов на 50 °С. «Контроль», «опасно» при меньших градиентах
3	Выключатели	Внешние соединения токоведущих шин, проводов с выводами	Температура нагрева / перегрева КС не должна превышать 90/50 °С	«Дефект» при перегреве КС на 50 °С. «Контроль», «опасно» при меньших градиентах
		Дугогасительные камеры, отделители, внутренние КС	Не должны иметь место локальные нагревы в точках контроля	«Дефект» при наличии локальных нагревов
4	Разъединители и отделители	КС	Температура нагрева / перегрева КС не должна превышать 90/50 °С	«Дефект» при перегреве КС на 50 °С. «Контроль», «опасно» при меньших градиентах
		Контакты	Температура нагрева / перегрева контактов не должна превышать 75/35 °С	«Дефект» при перегреве контактов на 35 °С. «Контроль», «опасно» при меньших температурах
		Выводы разъединителей и отделителей	Температура нагрева / перегрева выводов не должна превышать 90/50 °С	«Дефект» при перегреве выводов на 50 °С. «Контроль», «опасно» при меньших градиентах
5	Электромагнитные трансформаторы напряжения		Значения температуры, измеренные в одинаковых зонах покрышек трех фаз, не должны различаться между собой более чем на 0,3 °С	«Дефект» при отличии в нагреве зон (избыточной температуре) на 0,4 °С
6	Сборные и соединительные шины	Болтовые контактные соединения	Температура нагрева / перегрева КС не должна превышать 90/50 °С	«Дефект» при перегреве КС на 50 °С. «Контроль», «опасно» при меньших градиентах
		Сварные контактные соединения	Оценка состояния по избыточной температуре или коэффициенту дефектности	«Дефект», «контроль», «опасно» по избыточной температуре
		Изоляторы шинных мостов	По высоте изолятора не должно быть локальных нагревов	«Дефект» при наличии локальных нагревов

1	2	3	4	5
7	Токоограничивающие сухие реакторы	КС	Перегрев КС не должен быть более 65 °С	«Дефект» при перегреве КС на 65 °С. «Контроль», «опасно» при меньших градиентах
8	Конденсаторы	КС	Температура нагрева / перегрева КС не должна превышать 90/50 °С	«Дефект» при перегреве КС на 50 °С. «Контроль», «опасно» при меньших градиентах
		Элементы батарей силовых конденсаторов	Измеренные значения температуры корпусов элементов одинаковой мощности не должны различаться между собой более чем в 1,2 раза	«Дефект» при значении отношения температур 1,2 раза
		Элементы конденсаторов связи и делительных конденсаторов	Не должно быть локальных нагревов	«Дефект» при наличии локальных нагревов
9	Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений	Элементы разрядника	Верхние элементы в месте расположения шунтирующих резисторов нагреты одинаково во всех фазах, и распределение температуры по элементам фазы разрядника не должно превышать 0,5–5 °С в зависимости от числа элементов	«Дефект» при наличии отличия температур верхних элементов в месте расположения шунт. резисторов различных фаз и разности темп. между соседними элементами 0,5 °С
		Элементы ограничителей перенапряжений	Оценка состояния элементов ограничителей осуществляется путем пофазного сравнения измеренных температур	«Опасно» при наличии отличий в температуре в одинаковых зонах различных фаз
10	Маслонаполненные вводы	Оценка внутреннего состояния ввода	Нагрев поверхности корпуса расширителя ввода не должен отличаться от такового у вводов других фаз, и не должно быть резкого изменения температуры или локальных нагревов по высоте крышки по сравнению с вводами других фаз	«Дефект» при наличии отличий в температуре у различных фаз и локальных нагревов вдоль крышки
		Выводы вводов	Температура нагрева / перегрева выводов не должна превышать 90/50 °С	«Дефект» при перегреве контактных соединений на 50 °С. «Контроль», «опасно» при меньших градиентах
11	Высокочастотные заградители	Контактные соединения	Температура нагрева / перегрева КС не должна превышать 90/50 °С	«Дефект» при перегреве КС на 50 °С. «Контроль», «опасно» при меньших градиентах

III. ВЫВОДЫ

Предложенная методика может рассматриваться как основа технического задания на разработку программы для автоматизированной тепловизионной системы онлайн-мониторинга электрической подстанции в реальном времени. Предложенные критерии могут быть использованы при периодическом тепловизионном обследовании подстанций штатным персоналом сетей.

Список литературы

- [1] Han Li, Shaojun Liu, Ku Wang. Substation Inspection System for Temperature Measurement and Automatic Fault Location Based on Dual-channel Images. 2015. pp. 230-233.
- [2] <http://www.flir.ru/cs/display/?id=41743>.
- [3] Ying-Chief Chou, Leehter Yao. Automatic Diagnostic System of electrical equipment using infrared thermography. 2009. pp. 155–160.
- [4] Пат. РФ № 2305848, МПК G01R31/12. Способ дистанционной диагностики многоэлементной изолирующей конструкции / Р.М. Алеев, Д.К. Зарипов. 10.09.2007.

Применение программного комплекса ETAP для анализа распределительных сетей 6–10 кВ

А.Х. Ибрагим, А.Г. Логачева, Ш.И. Вафин
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Казань, Россия
abdulla.ybragim@mail.ru

Распределительные сети являются главными артериями в системе электроснабжения любого населенного пункта. В связи с постоянно растущим спросом на электроэнергию и территориальным разрастанием городов современные распределительные сети должны проектироваться с возможностью их дальнейшего расширения и развития. В данной работе рассмотрены вопросы моделирования распределительных сетей 6–10 кВ с применением современного математического пакета ETAP, приведены примеры расчета их режимов. Программный комплекс ETAP позволяет получить нагрузочные и время-токовые характеристики для всех участков сети. На основе вычислительных экспериментов получены оценки работы этой схемы при различных условиях и выработаны рекомендации по выбору оборудования сети с учетом дальнейшего развития.

Ключевые слова: распределительная сеть, выбор оборудования, компьютерное моделирование, потенциал развития.

Use of ETAP software for 6–10 kV distribution networks analysis

Abdulla Ibragim, Alla Logacheva, Shamsuhamet Vafin
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
abdulla.ybragim@mail.ru

Distribution networks are the main arteries in the power supply system of any settlement. Due to the constantly growing demand for electricity and territorial sprawl modern distribution networks should be designed with the possibility of further expansion and development. In this paper the issues of 6-10 kV distribution networks modeling with the use of ETAP modern mathematical package are considered. ETAP software package allows obtaining of load flow and time-current characteristics for all sections of the network. Based on computational experiments evaluation of the scheme functioning under various conditions is obtained and recommendations on network equipment selection while taking into account further development are suggested.

Keywords: distribution network, selection of equipment, computer modeling, development potential.

1. ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ETAP ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

Рост эффективности работы электроэнергетических систем достигается за счет повышения качества принимаемых технических решений путем использования комплексных информационных систем как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации объекта.

Одной из таких информационных систем является программный комплекс ETAP, разработанный компанией OperationTechnology, Inc. (США). Его основой является архитектура, состоящая из модулей, выполняющих функции построения однолинейных схем, выполнения различных расчетов, анализа полученных результатов, проверки оборудования, оптимизации, а также управления объектами электроэнергетики (ETAP Real-Time). Модули ETAP могут использоваться по отдельности для решения определенного вида задач либо работать в составе гибкой расчетной системы. Алгоритмы анализа электрических цепей, реализованные в ETAP, позволяют быстро выполнить расчет однолинейной схемы любой сложности.

Разработчики и операторы систем распределения электроэнергии стремятся к нестандартным решениям с целью улучшения надежности и качества обслуживания своих клиентов. Важными целями являются уменьшение и сведение к минимуму перебоев в питании, сохранение приемлемого уровня напряжения и реактивной мощности, оптимизация и балансировка питающих сетей. Комплексный анализ распределительных сетей, содержащих большое количество оборудования, требуется для составления сложных математических моделей и схем. Программный комплекс ETAP с его широким набором модулей представляет собой эффективный инструмент для решения данной задачи.

На этапе проектирования с помощью ETAP могут быть оценены решения по построению схемы сети, могут быть выполнены проработка основных компоновочных решений, выбор оборудования, уставок устройств релейной защиты и проверка селективности их работы на основе расчетов перетоков мощности, токов короткого замыкания, показателей надежности системы и других.

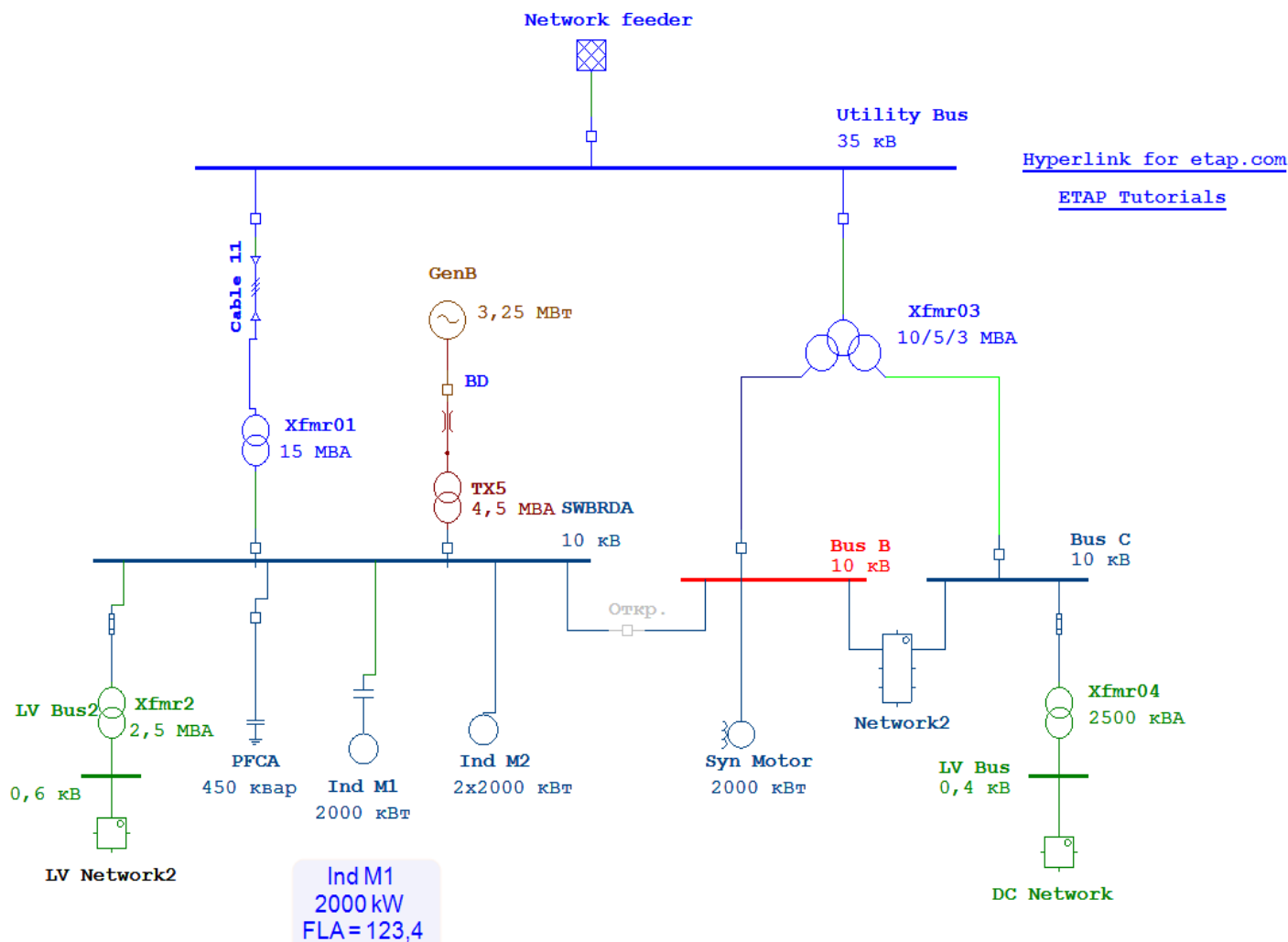


Рис 1 Схема исследуемой сети.

Кроме того, совершенствующаяся законодательная и нормативная база, а также заказчик все чаще требуют проведения ряда расчетов, ранее не выполнявшихся в силу своей трудоемкости. Также, учитывая частую необходимость внесения изменений в разрабатываемый проект, проектировщику желательно иметь гибкий инструмент для оперативной корректировки исходных данных, быстрых пересчетов схем и архивации различных версий проекта для сравнения. Перечисленные задачи могут быть решены с помощью модулей расчетной части ETAP.

II. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ СОСТАВ КОМПЛЕКСА

В состав базового пакета ETAP входят:

- графический редактор для построения схем и задания параметров оборудования;
- база данных оборудования с возможностью расширения пользователями;
- модуль расчета установившихся режимов.

Для расширения возможностей программы могут устанавливаться модули:

- расчета коротких замыканий;
- анализа установившегося режима по времени;
- анализа стабильности напряжения;

- расчета оптимального перетока мощности;
- расчета оптимального расположения конденсаторных батарей;
- теплового расчета кабельных систем;
- проектирования и расчета заземляющих систем подстанций;
- расчета последовательности срабатывания защит (максимально-токовая и дистанционная);
- оценки пропускной способности линий;
- расчета сопротивления линии с учетом взаимной индукции;

и многие другие модули.

III. СОСТАВЛЕНИЕ ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ СЕТИ И ЕЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

В данной работе приведены результаты анализа работы распределительной сети, однолинейная схема которой, выполненная в графическом редакторе ETAP, показана на рис. 1. Сеть содержит трансформаторные подстанции мощностью 2,5, 4,5 и 15 МВА с коэффициентами трансформации 35/10 и 10/0,4 кВ, конденсаторные батареи и выключатели. Потребители представлены высоковольтными синхронными и асинхронными двигателями, сетью постоянного тока 0,4 кВ и сетью

переменного тока 0,6 кВ. Источниками являются питающая линия напряжением 500 кВ и синхронный генератор мощностью 3,25 МВт.

Интерфейс программы позволяет собирать схемы из стандартного набора элементов (трансформаторы,

кабельные линии, коммутационная аппаратура) и вводить пользовательские параметры каждого элемента. Перед началом расчета в специальном меню настраиваются параметры расчета и отображаемая в результате расчета информация (пример настройки содержания отчета показан на рис. 2).

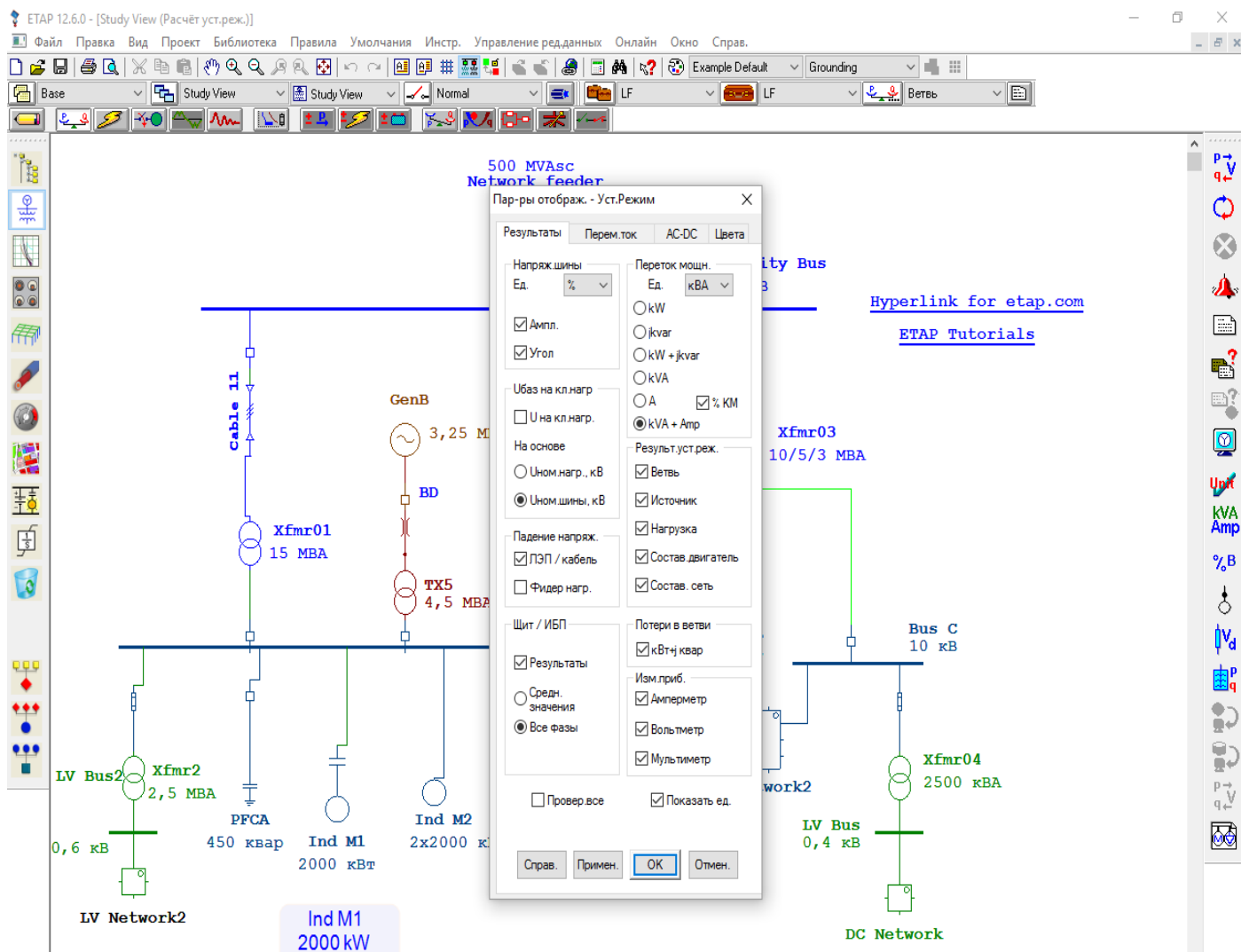


Рис. 2. Пример настройки отчета

После ввода данных для всех элементов и настройки параметров отчета запускается режим расчета. В результате на схеме отображаются величины перетоков мощности, напряжения в точках сети, процент загрузки оборудования по мощности и другие параметры (рис. 3).

На основании расчета составляется отчет (рис. 4), в котором представлен качественный и количественный анализ состояний оборудования в установившемся режиме работы исследуемой сети. По результатам анализа могут быть приняты решения о замене оборудования на аналогичное оборудование большего номинала по условиям, например, перегрузки по току (кабельная линия 11) или напряжению (шины В и С).

Аналогичным образом осуществляется расчет других режимов работы сети, имитирующих наличие короткого замыкания в какой-либо точке схемы или отключение элементов. Благодаря тому, что вся информация модели

хранится в единой базе данных проекта, расчет схемы в различных режимах и конфигурациях производится без необходимости создания большого числа ее экземпляров.

IV. Выводы

Таким образом, программный комплекс ETAP является эффективным инструментом для анализа распределительных сетей 6–10 кВ, позволяющим создавать имитационные модели схем различной конфигурации и комплектации. На основе вычислительных экспериментов могут быть получены оценки работы сети при различных условиях и выработаны рекомендации по выбору оборудования сети. Для рассмотренной сети в результате анализа параметров установившегося режима и короткого замыкания была установлена необходимость замены номинала кабельных линий и изменения уставок защит для обеспечения нормальной работы схемы, а также возможности ее дальнейшего расширения.

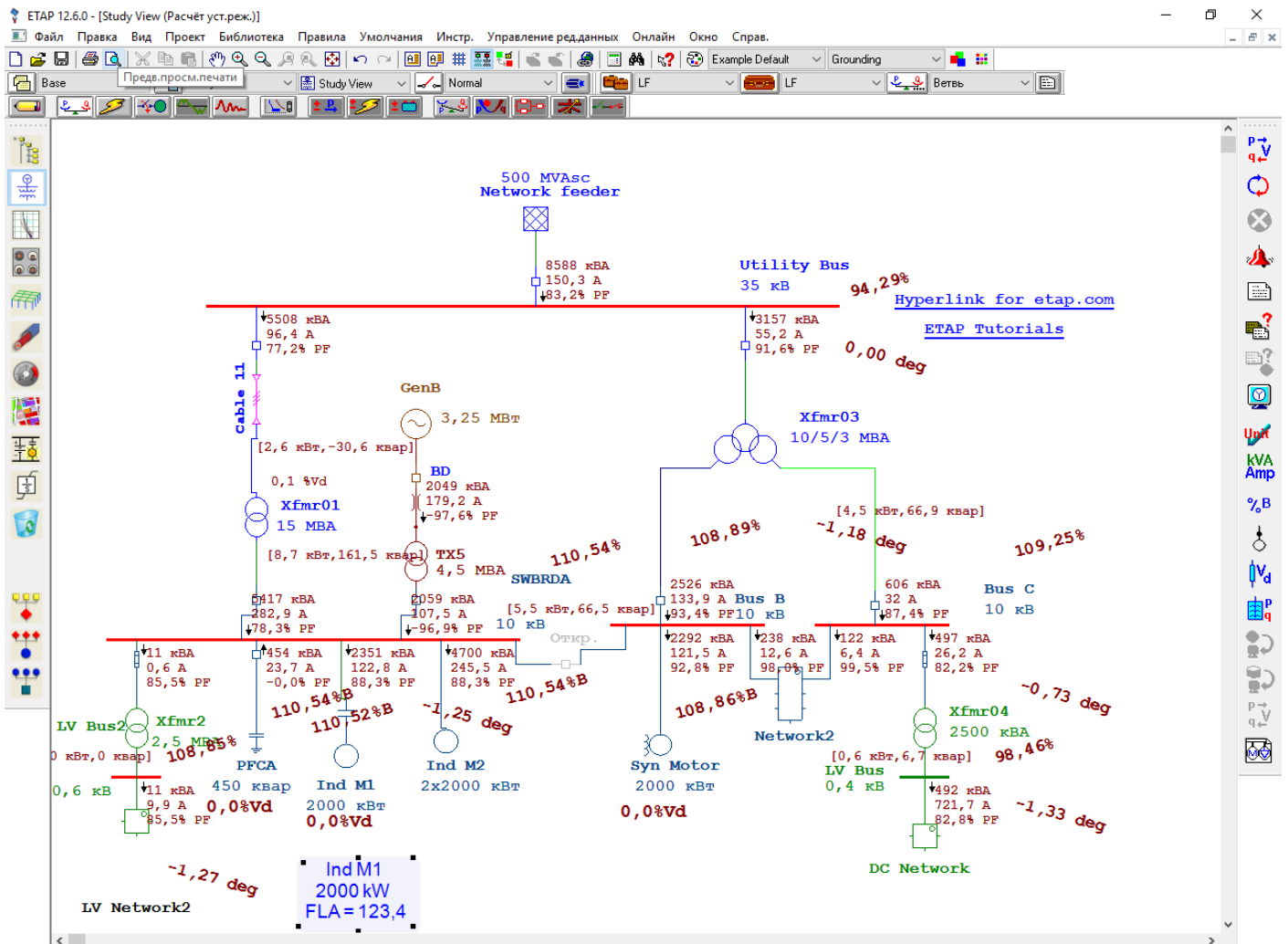


Рис. 3. Результаты расчета установившегося режима работы исследуемой сети

ETAP 12.6.0 - [Load Flow Analysis Alert View - Output Report: LF]

Редакция: Base
Дата: 18-05-2016

Фильтр зон: 1
Фильтр Об.: 1
Фильтр Области: 1

Критич.							
ID уст.	Тип	Условия	Ном./предел	Раб.	% раб.	Тип фазы	
Bus B	Шина	Перенапряж.	10 кV	10,889	108,9	3-Phase	
Bus C	Шина	Перенапряж.	10 кV	10,925	109,3	3-Phase	
Charger1	ЗУ	Пер-эка	65 Amp	66,017	101,6	3-Phase	
LV Bus2	Шина	Перенапряж.	0,6 кV	0,653	108,8	3-Phase	
SWBRDA	Шина	Перенапряж.	10 кV	11,054	110,5	3-Phase	
Utility Bus	Шина	Пониж.напряж.	35 кV	33	94,3	3-Phase	
Гранич.							
ID уст.	Тип	Условия	Ном./предел	Раб.	% раб.	Тип фазы	
Cable 11	Каб.	Пер-эка	97 Amp	96,725	99,7	3-Phase	

Рис. 4. Отчет с анализом результатов расчета установившегося режима работы исследуемой сети

Список литературы

[1] Официальный сайт продукта ETAP [Электронный ресурс]:
URL: <http://etap.com/> (дата обращения: 24.15.16).

[2] Корнев В.А., Шмойлов А.В. О возможностях системы ETAP для электрических расчетов и моделирования // Энергетика: Эффективность, надежность, безопасность: материалы 20-й Всерос. науч.-техн. конф. – 2014. – Т. I – С. 83–87.

Моделирование искровых процессов в грунтах вокруг сосредоточенных заземлителей

В.В. Ивонин

Центр физико-технических проблем энергетики севера КНЦ РАН
Апатиты, Россия
ivoninviktor@mail.ru

Когда плотность тока превышает критическое значение, в грунтах вокруг заземлителей возникают искровые каналы, в результате чего происходит уменьшение импульсного сопротивления заземления. В статье рассмотрены модели расчета импульсного сопротивления, учитывающие искрообразование в грунтах. Моделирование производится в программе ATP-EMTP. Результаты моделирования сравниваются с экспериментальными данными.

Ключевые слова: заземление, молния, грунт, искрообразование, импульсный ток.

Spark formation modelling in soil around concentrated electrode

V. Ivonin

Center for physical and technological problems of energy in Northern areas of the Kola science center
of Russian Academy of science
Apatity, Russia
ivoninviktor@mail.ru

Soil ionization occurs around a grounding electrode when current density in the soil exceeds a critical value and reduces grounding resistance. Impulse grounding resistance models considering sparking formation are described in the article. The modeling is performed in the ATP-EMTP program. The modeling results are compared with experimental data.

Keywords: grounding, lightning, soil, sparking, pulse current.

1. ВВЕДЕНИЕ

Заземляющее устройство является важной частью энергосистемы, задачей которого является защита ЛЭП и оборудования подстанций от перенапряжений, вызванных токами молнии.

Исследования растекания импульсного тока с заземлителей в различных грунтах проводятся как в лабораториях, так и в полевых условиях достаточно давно, начиная с сороковых годов прошлого столетия [1 – 8].

При растекании больших импульсных токов в грунте как электрические свойства самого грунта, так и характеристики заземления могут существенно отличаться от величин, полученных при растекании слабого стационарного тока. Это связано с ионизацией грунта вблизи электрода и образованием искровых каналов.

Сопротивление искровых каналов значительно меньше сопротивления грунта, в результате чего удельное сопротивление уменьшается и, как следствие, уменьшается полное сопротивление заземлителя.

При увеличении импульсного тока в грунте происходит ионизация и образуются искры, в результате чего сопротивление заземления уменьшается (рис. 1), а динамическая вольт-амперная характеристика (ВАХ) становится нелинейной.

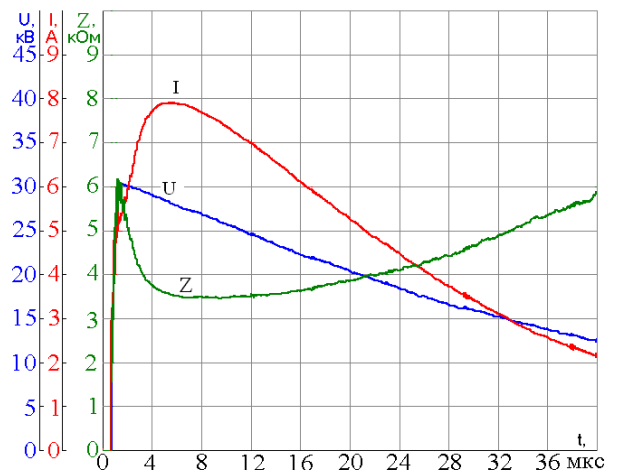


Рис. 1. Кривые напряжения, тока и расчетного динамического сопротивления

Причиной ионизации является достаточно сильное электрическое поле проводимости $E = \rho j$, которое возникает при растекании импульсного тока с плотностью j с одиночного заземлителя [4].

При расчете импульсного сопротивления заземления основная трудность заключается как раз в учете искровых

каналов в грунтах. Многие ученые в своих работах пытались описать образование каналов и их влияние на сопротивление заземления.

Все существующие на данный момент модели искрообразований в грунтах можно условно разделить на два типа: математические и физические. В первых авторы пытаются описать математически изменение удельного сопротивления грунта при возникновении искровых каналов. К этому типу относятся модели Liew&Darveniza [9] и Wang [10].

В моделях второго типа авторы объясняют физические процессы, происходящие в грунтах при искрообразованиях, и их влияние на импульсное сопротивление заземления. К данным моделям можно отнести работы Sekioka [11] и Cooray [12].

В данной работе описаны результаты расчета импульсного сопротивления полусферического электрода с использованием различных существующих моделей процессов ионизации и искрообразований в почве.

II. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Первая разработанная и самая популярная на данный момент модель предложена Liew и Darveniza. Как и во всех остальных моделях, в данной работе авторы предполагают, что грунт вокруг электрода однородный и его удельное сопротивление одинаково во всех направлениях. Как только напряженность электрического поля вокруг электрода достигает критического значения E_c , начинаются процессы ионизации и удельное сопротивление грунта уменьшается по экспоненциальному закону:

$$\rho = \rho_0 e^{-t/\tau_1}. \quad (1)$$

Падение удельного сопротивления продолжается до тех пор, пока напряженность электрического поля будет выше критического значения E_c . Когда $E < E_c$, авторы предполагают, что начинается восстановление удельного сопротивления грунта до начального значения, которое происходит также по экспоненциальному закону:

$$\rho = \rho_i + (\rho_0 - \rho_i) \cdot (1 - e^{-t/\tau_2}) \cdot \left(1 - \frac{J}{J_c}\right)^B, \quad (2)$$

где τ_2 – постоянная времени деионизации; ρ_i – сопротивление в конце фазы ионизации; J – плотность тока; J_c – критическая плотность тока, необходимая для ионизации; B – константа. В этой модели величина $B = 2$.

Данный процесс называется деионизацией и описывается уравнением (2), в котором последний член в правой части делает процесс деионизации зависящим от тока. Чем больше значение введенного тока, тем медленнее восстановление. Это разумно: чем больше энергии вводится в почву, тем медленнее она восстанавливается до непроводящего состояния.

Wang в своей модели отдельно от ионизации рассматривает процесс искрообразования. Таким образом, в данной модели весь окружающий электрод грунт разбивается на 4 области (рис. 2).

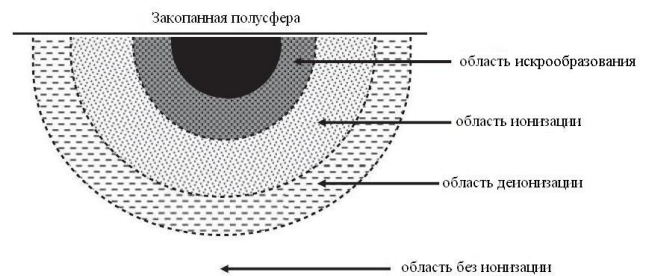


Рис. 2. Модель Wang для полусферического электрода

Wang предполагает, что при увеличении плотности тока выше пробивного J_s в грунте возникают искровые каналы. Удельное сопротивление этой зоны предполагается равно нулю. Области ионизации и деионизации описываются теми же уравнениями, что и в модели Liew и Darveniza.

Обе эти модели просты в понимании, однако содержат большое количество коэффициентов, значения которых подбираются при сравнении с экспериментальными данными.

III. ФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Первая из физических моделей, которую мы рассмотрим, предложена Sekioka и основана на первом начале термодинамики. Как и во всех предыдущих моделях, авторы предполагают, что ионизация грунта происходит, когда напряженность электрического поля и плотность тока превышают критические значения, и развивается симметрично вокруг электрода.

Первое уравнение термодинамики может быть записано как

$$\frac{dQ}{dr} = ui - P. \quad (3)$$

В данной модели авторы предположили, что процесс ионизации почвы схож с образованием электрической дуги и поэтому может быть описан с помощью уравнения Майера:

$$g = Ke^{Q/Q_0}. \quad (4)$$

В модели предполагается, что потери мощности P обусловлены тепловыделением из горячей области в холодную область. Таким образом, P является функцией температуры почвы. Поскольку температура снижается с увеличением расстояния от электрода, потери мощности пропорциональны площади поверхности S , т.е.:

$$P = \lambda S. \quad (5)$$

Из описанных выше трех уравнений получается формула для расчета удельного сопротивления грунта:

$$\rho = \rho_0 e^{t/\tau} \left[1 + \frac{1}{g_0 Q_0} \int_0^t i^2 e^{t'/\tau} dt' \right]^{-1}. \quad (6)$$

Модель содержит неизвестные две константы, значения которых авторы определили, сравнивая результаты моделирования с экспериментальными данными. В таблице

приведены значения констант, а также значения критической напряженности электрического поля в зависимости от значения удельного сопротивления грунта.

ρ_0 , Ом·м	160	560	1070
E_c , кВ/м	330	110	110
λ , МВт/м ³	680	21,6	11,3
Q_0 , Дж/м	1800	600	150

Последняя модель, которую мы рассмотрим, разработана Соогау. Как и во всех остальных моделях, авторы предполагают, что ионизация происходит, когда напряженность электрического поля достигает критического значения, и распространяется симметрично вокруг электрода. Основное отличие данной модели: авторы предполагают, что искрообразование происходит в воздушных вставках в грунте, поэтому пробой грунта можно рассматривать как пробой воздуха.

Процесс пробоя воздуха можно разделить на два этапа. Первый этап – распространение стримеров. В течение данного этапа каналы нагреваются до нескольких тысяч градусов [13]. На втором этапе происходит увеличение температуры и тока в канале, происходит термическая ионизация, в результате чего образуется искра. Модель основана на предположении, что энергия, рассеиваемая в каналах, полностью уходит на нагрев канала.

Полное сопротивление заземлителя $R(t)$:

$$R(t) = \int_{r_0}^{r_{im}} dR(t) dr + \int_{r_{im}}^{\infty} dR_S dr, \quad (7)$$

где сопротивление элементов объема грунта, расположенного за радиусом ионизации r_{im} , определяется как

$$dR_S = \frac{dr}{\sigma_0 2\pi r^2},$$

если рассматривать в качестве электрода полусферу.

Сопротивление элемента объема в начальный момент времени t_0 будет определяться как

$$dR(t=t_0) = \frac{dr}{2\pi r^2 [\sigma_0 + F(T_0/T_a)\sigma_a(T_0)]}, \quad (8)$$

где F – доля нагретого воздуха от общего объема почвы; σ_0 , σ_a – удельные проводимости грунта и воздуха соответственно, а T_a – температура объема воздуха до ионизации.

Используя закон Джоуля – Ленца, можно определить количество тепла, рассеиваемого за время dt :

$$dH = \frac{dr [I(t_0)]^2 dt}{2\pi r^2 [\sigma_0 + F(T_0/T_a)\sigma_a(T_0)]}. \quad (9)$$

Энергия, рассеиваемая от объема воздуха в окружающую среду:

$$dU = SF(T_0/T_a) 2\pi r^2 dr T_0 dt. \quad (10)$$

Таким образом, увеличение температуры объема воздуха за время dt :

$$dT = \frac{(dH - dU)}{2\pi r^2 F(T_0/T_a) dr \delta(T) C_p}, \quad (11)$$

где $\delta(T)$ – плотность воздуха при температуре T и атмосферном давлении, а C_p – теплоемкость воздуха.

IV. РАСЧЕТ ИМПУЛЬСНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОДА

Для расчетов импульсного сопротивления по описанным выше моделям использовалась программа АТР-ЕМТР (рис. 3). В этой программе можно присоединить любую численную модель, написанную на фортраноподобном языке, к электрической цепи, являющейся схемой замещения экспериментальной установки. Для расчетов в качестве электрода рассматривалась полусфера радиусом 2,5 см.

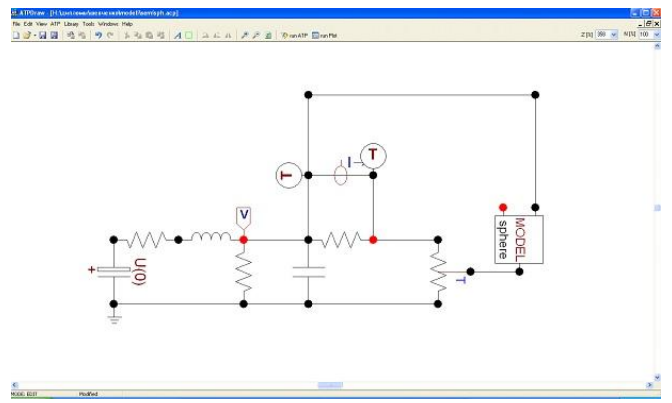


Рис. 3. Схема экспериментальной установки, собранной в АТР-ЕМТР

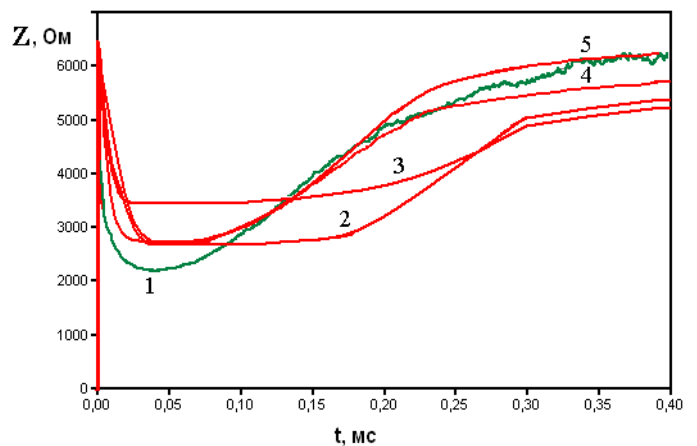


Рис. 4. Сравнение результатов моделирования с экспериментальными данными

Как уже упоминалось, для моделирования искровых процессов в грунтах использовались модели, описанные выше. Из описания моделей видно, что все они содержат некоторые константы, значения которых авторы определяли сравнением с экспериментальными данными.

При использовании значений коэффициентов, предложенных авторами в своих статьях, результаты расчета

во всех моделях показали плохую сходимость с экспериментальными данными. В принципе, все авторы отмечают, что им приходилось постоянно менять значения коэффициентов и сравнивать результаты с экспериментальными данными для получения наилучших результатов.

На рис. 4 приведены наилучшие полученные результаты моделирования. На рисунке кривая 1 – полученные экспериментальные данные, 2, 3 – математические модели, 4, 5 – физические. Переборка значений коэффициентов в математических моделях не дала хороших результатов. При этом физические модели проявили себя хорошо, особенно модель Соогау.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На данный момент разработано множество различных алгоритмов расчета импульсного сопротивления сосредоточенных электродов.

Существуют математические модели, которые не показывают хорошей сходимости с экспериментальными данными, однако могут быть использованы, когда нет необходимости в большой точности, так как они очень просты в реализации и не требуют больших вычислительных ресурсов. Для задач, где необходимы большие точности расчетов, могут использоваться физические модели. Однако всё это касается сосредоточенных электродов, и вопрос пригодности данных моделей к расчетам сопротивлений протяженных электродов, а тем более к заземлителям реальных объектов электроэнергетики остается открытым.

Список литературы

- [1] Ивонин В.В., Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Колобов В.В., Селиванов В.Н., Василяк Л.М., Ветчинин С.П., Печеркин В.Я., Сон Э.Е. Оптические исследования искровых каналов в грунте при растекании импульсного тока // Прикладная физика. – 2015. – № 4. – С. 50–54.
- [2] Рябова Е.Я. Заземления в установках высокого напряжения. – М.: Энергия, 1978.
- [3] Vasilyak L.M., Pecherkin V.Ya., Vetchinin S.P., et al. // J. Phys. D: Appl. Phys. – 2015. – Vol. 48. – P. 285201.
- [4] Базелян Э.М., Райзер Ю.П. Физика молнии и молниезащиты. – М.: Физматлит, 2001.
- [5] Uman M.A. The Art and Science of Lightning Protection. – Cambridge: Cambridge University Press, 2008.
- [6] Mousa A.M. // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1994. – Vol. 9(3). P. 1669.
- [7] Chen Y., Chowdhuri P. // Proc. Inst. Elect. Eng. Generation Transm. Distrib. – 2003. – Vol. 150(4). P. 420.
- [8] Sunde E.D. Earth Conduction Effects in Transmission Systems. – Van Nostrand Co., New York, NY, 1949.
- [9] Liew A.C., Darveniza M. Dynamic model of impulse characteristics of concentrated earths // Proc. IEE February 1974; 121(2): 123–35.
- [10] Wang J., Liew A.C., Darveniza M. Extension of dynamic model of impulse behaviour of concentrated grounds at high currents // IEEE Trans. Power Deliv. 2005; 20: 2160–65.
- [11] Sekioka S., Lorentzou M., Philippakou M.P., Prousalidis J.M. Current-dependent grounding resistance model based on energy balance of soil ionization // IEEE Trans. Power Deliv. 2006; 21: 194–201.
- [12] Cooray V., Zitnik M., Manyahi M., Montano R., Rahman M., Liu Y. Physical model of surge-current characteristics buried vertical rods in the presence of soil ionization // J. Electrostat. 2004; 60: 193–202.
- [13] Cooray V. Lightning protection. The Institution of Engineering and Technology, 2010.

Направления развития метода электромагнитного контроля высоковольтного электротехнического оборудования

Н.И. Игнатъев¹, М.А. Турнаев²

Дальневосточный федеральный университет
Владивосток, Россия
kola03@yandex.ru¹, maximtyrnaev@gmail.com²

Современное высоковольтное электротехническое оборудование требует уделения повышенного внимания обеспечению его надёжной и безаварийной работы. С этой целью используются и разрабатываются разнообразные методы и средства контроля и диагностики. Наиболее перспективными являются методы текущего контроля технического состояния оборудования. Одним из таких методов является метод электромагнитного контроля. Метод позволяет оценивать состояние оборудования в целом и его конструктивных элементов в частности на основе анализа спектров его собственного электромагнитного излучения. В настоящее время предлагается несколько способов и методик оценки технического состояния высоковольтного электротехнического оборудования методом электромагнитного контроля. В статье рассмотрены основные из них и выделены направления развития метода. Результаты исследования направлены на расширение возможностей и улучшение достоверности метода электромагнитного контроля.

Ключевые слова: электромагнитное излучение, высоковольтное оборудование, автотрансформаторы, высоковольтные вводы, конструктивные элементы, техническое состояние, дефектность.

Development directions of the high-voltage electrical equipment electromagnetic control method

N. Ignatev¹, M. Turnaev²

Far Eastern Federal University
Vladivostok, Russian Federation
kola03@yandex.ru¹, maximtyrnaev@gmail.com²

Modern high-voltage electrical equipment requires paying special attention to support its reliable and trouble-free operation. Various methods and facilities of control and diagnostics are used and developed for this purpose. The most perspective are methods of the current control of the equipment technical condition. One of such methods is the electromagnetic control method. The method allows estimating a condition of the equipment in general and of its constructive elements in particular on the basis of the ranges of its own electromagnetic radiation. Now several methods and techniques of an assessment of technical condition of the high-voltage electrical equipment are offered by the electromagnetic control method. The article deals with the mains from them and the main directions of the method development are selected. Results of research are directed to opportunities extension and reliability improving of the electromagnetic control method.

Keywords: electromagnetic radiation, high-voltage equipment, autotransformers, high-voltage inputs, constructive elements, technical condition, defectiveness.

1. ВВЕДЕНИЕ

Важность надёжного функционирования высоковольтного электроэнергетического оборудования (ВВЭО) в энергосистемах трудно переоценить: большие экономические издержки, связанные с недоотпуском энергии и срочной заменой дорогостоящего оборудования, опасность развития техногенных катастроф заставляют энергетические компании уделять большое внимание предупреждению развития дефектов в ВВЭО.

В последние годы наблюдается интенсивное развитие методов оценки состояния без отключения оборудования от сети. На данный момент имеются достаточно развитые системы online-диагностики, аппаратных и программно-технических средств, различающихся списком контроли-

руемых параметров, алгоритмами управления и прогнозирования [1, 2].

С помощью систем мониторинга возможно в режиме реального времени наблюдать за изменением параметров, используемых при тепловизионной диагностике, интродиагностике, физико-химическом анализе и анализе растворенных в масле газов, электромагнитном контроле, а также контролировать положение переключающих элементов [3 – 5].

В настоящее время контроль технического состояния какой-либо единицы трансформаторного оборудования осуществляется определённым набором методов, каждый из которых имеет свою специфику и определяет только часть списка возможных дефектов оцениваемого оборудования. В связи с этим некоторые виды дефектов могут

быть определены сразу несколькими методами, иные – только одним или вообще могут остаться незамеченными до определённых пор.

Актуально использовать такое сочетание методов контроля, которое даст наиболее полную информацию о дефектности оборудования на самой ранней стадии её развития. Внедрение в существующие комплексы диагностики трансформаторного оборудования новых методов позволит отказаться от ряда устаревших и малоэффективных процедур и существенно повысить качество диагностики. К таким методам относятся методы контроля, основанные на регистрации и анализе высокочастотных электромагнитных полей, сопровождающих работу трансформаторного оборудования. Для регистрации электромагнитных возмущений датчики и сенсоры могут быть установлены внутри [6], на поверхности [7] и на расстоянии от трансформаторного оборудования [8]. Одним из наиболее удобных и оперативных можно считать способ контроля, предусматривающий использование направленных антенн, расположенных на некотором удалении от оборудования, называемый в ходе дальнейшего изложения методом электромагнитного контроля [9]. Он позволяет оценивать техническое состояние внутренних и внешних конструктивных элементов трансформаторного оборудования по спектрам его собственного электромагнитного излучения (ЭМИ) и имеет следующие достоинства [10]:

- обследование оборудования производится дистанционно, под рабочим напряжением, без вмешательства в технологический процесс;
- собственное ЭМИ передает информацию о состоянии оборудования непрерывно, его регистрацию можно осуществлять в любое время года;
- высокая чувствительность метода позволяет обнаружить дефект на ранней стадии его появления;
- используется стандартная информационно-измерительная аппаратура.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Оценка технического состояния ВВЭО с помощью метода электромагнитного контроля состоит в анализе спектров собственного ЭМИ оцениваемого оборудования. Регистрация спектров осуществляется с помощью логопериодической антенны и анализатора спектра. Полученная информация вносится и обрабатывается на персональном компьютере, на основе чего делается заключение о техническом состоянии обследуемого ВВЭО. Функционально процесс регистрации и обработки информации изображён на рис. 1.

Саму процедуру оценки можно разбить на пять этапов.

На первом этапе с помощью известных соотношений [11] рассчитываются резонансные частоты наружных частей вводов, рассматриваемых как антенны вертикальной поляризации. Информативные частотные полосы излучений этих антенн определяются как полоса пропускания контура. Далее вычисляются добротности и резонансные частоты внутренних (в ряде случаев и внешне-внутренних) колебательных цепей, включающих в себя конструктивные элементы, расположенные внутри металлического корпуса оборудования, и сам металлический корпус (внутренние конструктивные элементы).



Рис. 1. Функциональная схема процесса регистрации и обработки информации методом электромагнитного контроля

На втором этапе во всех спектрах ЭМИ обследуемого ВВЭО выделяются наиболее информативные частотные полосы для внешних конструктивных элементов, каковыми являются частотные полосы основной (первой) гармоники, и информативные частотные полосы для внутренних конструктивных элементов.

На третьем этапе оценивается уровень дефектности внешних конструктивных элементов.

Определяются интегральные мощности колебаний в каждой из наиболее информативных частотных полос излучений внешних конструктивных элементов (вводов). Расчёт их значений может проводиться путем подсчета в пределах информативных частотных полос числа пиков излучений с интенсивностями, равными или выше граничного уровня γ_{al} , определение которого рассмотрено в [12]. Информация о числе пиков, превышающих граничный уровень γ_{al} , позволяет определить степень дефектности каждого ввода (внешнего конструктивного элемента) ВВЭО.

На четвёртом этапе определяются дефектности внутренних конструктивных элементов. Для этого сравниваются максимальные интенсивности пиков ЭМИ, зарегистрированных вблизи обследуемого оборудования, с пиками вблизи эталонного образца в пределах отдельных информативных частотных полос. Под эталонным образцом понимается ВВЭО, дефектность обмоток которого имеет минимальный уровень.

На пятом этапе определяются полные дефектности обследуемого ВВЭО в соответствии с ранее определёнными уровнями дефектности его внешних и внутренних конструктивных элементов.

III. НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ МЕТОДА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ

Среди вариантов развития метода электромагнитного контроля можно выделить следующее.

- Анализ спектра ЭМИ не только в пределах частотной области, но и в зависимости от характера его изменения во времени [13]. Суть данной идеи в том, чтобы по форме изменения зарегистрированного на конкретной частоте ЭМИ определить тип его источника, что позволяет исключить распознанные и не относящиеся к обследуемому ВВЭО частоты [14]. Недостатком такого подхода является требование к возможности записи значительного количества дискретной информации в секунду, что при качественном выполнении этого требования пропорционально сказывается на стоимости используемой аппара-

туры. В противном случае сохраняется вероятность необнаружения кратковременного разрядного процесса с длительностью протекания ниже длительности одного кадра регистрирующего оборудования.

- Использование многоканальной системы регистрации сигналов разрядных процессов, протекающих в изоляции электрооборудования [13]. Несколько антенн, направленных каждая на свою единицу оборудования и одновременно передающих регистрируемый сигнал ЭМИ на сравнивающее устройство, позволяют отстроиться от внешних электромагнитных помех, присутствующих на каждой единице оборудования в равной мере. Это позволяет также за счёт возникающей задержки сигнала во времени от одного и того же элемента оборудования до разных антенн более точно локализовать место появления дефекта. Данное направление больше подходит стационарному комплексу регистрации ЭМИ и требует разработки специального устройства, обрабатывающего и сравнивающего поступающие сигналы сразу с нескольких антенн.
- Сравнение интенсивностей пиков импульсов [15]. В этом случае осуществляется определение зависимости средней интенсивности потока импульсных сигналов от порога обнаружения, а также наблюдение динамики её изменения при проведении периодических измерений.
- Выделение белого шума в спектрах ЭМИ ВВЭО и сравнение его уровня интенсивности для разных единиц оборудования в различные моменты времени. При регистрации ЭМИ в широком диапазоне частот данный подход достаточно удобно реализуется и не требует применения специального оборудования.
- Выделение в спектре ЭМИ параметров, характеризующих вид дефекта или уточняющих место его обнаружения. Авторам неизвестны наработки в этом направлении, однако сама его идея требует упоминания в данной статье.

IV. СПЕКТРЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ СИЛОВОГО АВТОТРАНСФОРМАТОРА

На рис. 2 представлены полученные авторами спектры ЭМИ силового автотрансформатора, установленного на одной из подстанций Приморского края, для трёх дней обследования, промежутки между которыми составляли 1-2 месяца.

Как видно из рисунка, спектры ЭМИ автотрансформатора имеют схожий характер. Пики и спады амплитуды находятся в основном в одних и тех же частотных диапазонах. Отличаются спектры в основном интенсивностью ЭМИ в разные дни обследований. На рисунке выделены пять частотных полос, характеризующих состояние внутренних конструктивных элементов обследуемых автотрансформаторов: Δf_{S1} , Δf_{S2} , Δf_{S3} , Δf_{S4} , Δf_{S5} . В данном случае это пять обмоток высокого напряжения, имеющих разные геометрические размеры.

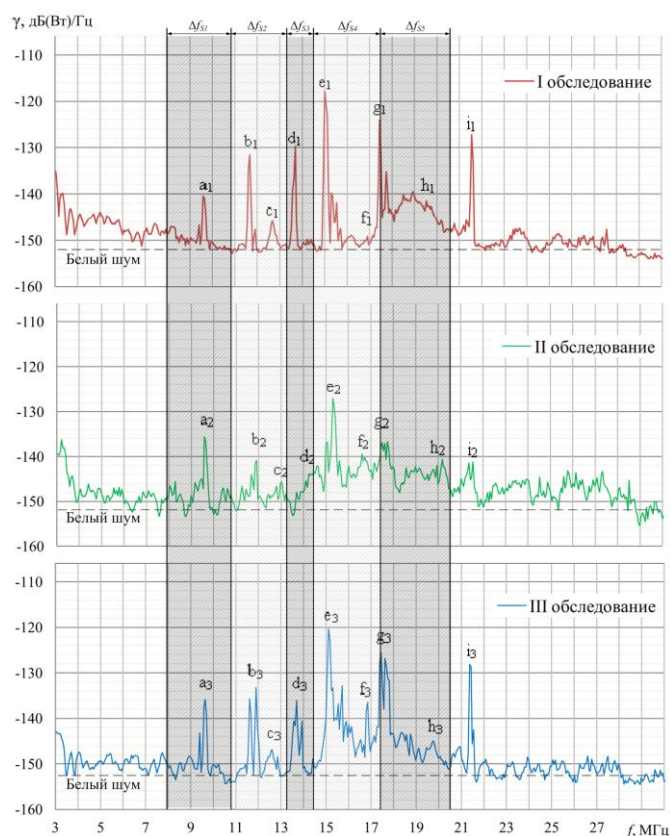


Рис. 2.2. Спектры электромагнитного излучения силового автотрансформатора 500 кВ в разные дни обследований

В результате сравнения спектров ЭМИ в день I и III обследований можно заключить, что они имеют схожий характер с мало отличающимися уровнями пиков и спадов излучения. В диапазоне 3 – 30 МГц наблюдается увеличение интенсивности одного пика и уменьшение интенсивности двух пиков ЭМИ. Интенсивность излучения остальных шести пиков ЭМИ осталась на прежнем уровне. Это свидетельствует о стабильном состоянии упомянутых конструктивных элементов за промежуток времени с I по III обследование.

Из всех перечисленных путей развития метода электромагнитного контроля наиболее целесообразно применить вариант выделения белого шума. В данном случае для всех трёх дней обследования уровень белого шума не поднимается выше значения в -152 дБ (Вт)/Гц, что также соответствует стабильному состоянию упомянутых конструктивных элементов.

V. ВЫВОДЫ

1. На настоящий момент времени метод электромагнитного контроля позволяет оценивать техническое состояние основных внутренних и внешних конструктивных элементов, а также самого ВВЭО в целом.

2. Большинство направлений развития метода электромагнитного контроля направлено на повышение избирательности сигналов, исходящих именно от обследуемого оборудования, с целью отстройки от внешних помех.

3. Внедрение метода электромагнитного контроля в системы диагностики будет способствовать разработке

критериев определения вида обнаруживаемого дефекта, уточнению его локализации.

4. Выделение шумов в спектре ЭМИ может использоваться для уточнения полученной информации и подтверждения заключения о техническом состоянии обследуемого ВВЭО.

Список литературы

- [1] Simkova M., Ministr M., Hammer M. Expert Systems in Transformer Diagnostics // Proc. of 8th Int. Symposium Mechatronics / eds. T. Brezina, R. Jablonski. – Springer Berlin Heidelberg, 2010. – pp. 145–150.
- [2] Рассальский А. Определение состояния высоковольтного оборудования с помощью систем непрерывного контроля // Электроэнергетика: сегодня и завтра. – 2011. – № 3. – С. 88–91.
- [3] Leibfried T. Online monitoring of power transformers-system technology and data evaluation // 11th International Symposium on High Voltage Engineering, 5, Conf. Publ. No. 467, 1999.
- [4] Kim Y.M., Lee S.J., Seo H.D., Jung J.R., Yang H.J. Development of dissolved gas analysis (DGA) expert system using new diagnostic algorithm for oil-immersed transformers // 2012 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), 2012. pp. 365–369.
- [5] Curley S. Transformer Monitoring gets sophisticated as grids get smarter // ABB Conference 2013.
- [6] Vauchamp S., Diot J.-C., Lalande M., Andrieu J., Beillard B., Jecko B., Lasserre J.-L. High electromagnetic field measurement by using a reflection on a target // 3rd European Radar Conference, EuRAD 2006. pp. 131–134.
- [7] De Capua C., Morello R., Pasquino N. A mobile distributed architecture for measurement and analysis of the electromagnetic field // Proceedings of the 21st IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference. Vol. 3. pp. 2090–2094.
- [8] Solari G., Viciguerra G. Frequency Selective Measurements of Electric Field (100kHz–2.5GHz) and Magnetic Field (100 kHz–120 MHz) with Active Electro-Optical Receiving Antennas // The 16th International Zurich Symposium and Technical Exhibition on Electromagnetic Compatibility, EMC Zurich 2005.
- [9] Silin N.V., Korovkin N.V., Hayakawa M. High-voltage equipment electromagnetic spectrum study for estimation of its technical state and prediction of the residual life // Electromagnetic Theory (EMTS), Proceedings of 2013 URSI International Symposium on, pp. 522–524, 2013.
- [10] Силин Н.В. Контроль состояния электроэнергетического оборудования по спектральным характеристикам его электромагнитного излучения // Энергетика. – 2008. – № 3. – С. 86–91.
- [11] Silin N.V., Korovkin N.V., Ignatiev N.I., Filimonov I.V. High-voltage equipment electromagnetic control // 2013 International Symposium on Electromagnetic Compatibility (EMC EUROPE), 2013, pp. 850–853.
- [12] Клоков В.В. Развитая шумовая излучающая модель электроэнергетического оборудования / В.В. Клоков, В.Л. Лосев, А.Б. Попович, Н.В. Силин, Д.Г. Швердин // Электро. – 2011. – № 2. – С. 19–24.
- [13] Лавров В.Ю. Диагностика высоковольтного оборудования на основе регистрации электромагнитного излучения // Электро. – 2008. – Вып. 4. – С. 36–38.
- [14] Киншт Н.В. Интерпретация свойств спектров электромагнитных излучений высоковольтного оборудования // Известия академии наук. Энергетика. – 2012. – С. 30–37.
- [15] Глухов О.А., Смотрин К.А., Глухов Д.О. Применение аппарата статической радиотехники при измерении электромагнитного излучения случайных микрозарядов // Вестник МарГТУ. – 2007. – № 1. – С. 86–89.

Проблемы коммутации компенсированных кабельных линий высокого напряжения на примере КЛ 330 кВ Южная – Пулковская

Апериодические составляющие токов элегазовых выключателей

С.Е. Касьянов¹, Е.Б. Шескин¹, В.В. Вессарт²
¹ОАО «НТЦ ЕЭС», ²Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада
Санкт-Петербург, Россия
kasyanov.s.e@ya.ru

В настоящее время в сетях сверхвысокого и ультравысокого напряжений получили распространение элегазовые выключатели с автокомпрессионным принципом гашения дуги. Опыт эксплуатации показал неспособность данных выключателей производить коммутацию по типу «включение – быстрое отключение» для линий с реакторами при высокой степени компенсации зарядной мощности вследствие наличия длительно затухающей аperiodической составляющей в токе, протекающем в выключателе. Для воздушных линий электропередачи необходимость разработки мероприятий по предотвращению повреждения выключателей не вызывает сомнений, однако компенсированным кабельным линиям уделяется не так много внимания, что и показано на примере КЛ 330 кВ Южная – Пулковская.

Ключевые слова: аperiodические токи, аperiodическая составляющая тока, элегазовые выключатели, реакторы, кабельные линии, шунтирующие реакторы.

The issues of compensated high voltage power cable lines' switchings by the example of CL 330 kV Yuzhnaya – Pulkovskaya

DC components of SF6-insulated circuit breakers

S.E. Kasyanov¹, E.B. Sheskin¹, V.V. Vessart²
¹JSC “STC UPS”, ²North-West Interregional Dispatch Office
Saint-Petersburg, Russian Federation
kasyanov.s.e@ya.ru

Nowadays SF6-insulated circuit breakers are the most widely used breakers for extra high voltage grids. Operational experience has shown that they are incapable of making fast switching of power transmission lines equipped with shunt reactors due to zero-missing phenomena in case the coefficient of line charge capacity compensation is sufficiently high. Though the necessity of development of measures for prevention of breaker damage in overhead lines is quite clear, not enough attention is given to the compensated power cable lines. The problem is considered using the example of 330 kV cable line Yuzhnaya – Pulkovskaya.

Keywords: DC component, zero missing phenomena, SF6 circuit breakers, cable lines, shunt reactors.

1. ПРОБЛЕМА АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ

Широкое применение коммутационного оборудования с элегазовой изоляцией выявило новые технические проблемы, решение которых необходимо для надежной работы энергосистемы. Одной из них является коммутация компенсированных линий электропередачи, оборудованных элегазовыми выключателями с автокомпрессионным принципом гашения дуги.

Апериодическая составляющая возникает при постановке под напряжение линий электропередачи с установленными линейными ШР в момент, отличный от максимума напряжения, вследствие возникновения в индуктивности ШР ЭДС самоиндукции. Величина апериодической составляющей зависит от величины тока в момент включения и мощности, и количества включенных линейных ШР.

В самом неблагоприятном случае значение апериодической составляющей, протекающей через линейный выключатель, равно сумме амплитуд токов реакторов, подключенных к линии. Если степень компенсации такова, что разница емкостного тока линии $I_{лэп}$ и суммарного индуктивного тока реакторов I_r меньше величины апериодической составляющей, возникают задержки перехода мгновенного значения тока через ноль, и условия для отключения элегазового выключателя (гашения межконтактной дуги) возникают только по мере ее затухания.

Ниже рассматривается выбор оптимального средства для обеспечения успешного отключения ЛЭП на примере КЛ 330 кВ Пулковская – Южная.

По проекту на линии предусмотрена установка двух реакторов по 100 Мвар со стороны ПС 330 кВ Южная

и со стороны ПС 330 кВ Пулковская. Постановка под напряжение линии возможна с обеих сторон КЛ.

II. КЛ 330 кВ ЮЖНАЯ – ПУЛКОВСКАЯ

КЛ 330 кВ Пулковская – Южная имеет длину 17,5 км и выполнена тремя кабелями с сечением жилы 2500 мм², экрана – 240 мм². Фазы расположены в ряд на расстоянии двух диаметров кабеля. Полное время отключения выключателей принято равным 0,04 с, время срабатывания релейной защиты – 0,02 с.

Реактор замещается тремя ветвями, соединенными в звезду с заземленной нейтралью. Параметры схемы замещения реактора – 4,2 Гн и 2,85 Ом [1].

Система представлена шинами бесконечной мощности.

Для моделирования переходных процессов используется программный комплекс АТР/ЕМТР.

Рассматриваются следующие расчетные случаи, наиболее характерные для кабельных линий:

- опробование напряжением;
- опробование напряжением при наличии короткого замыкания на одной из фаз КЛ.

III. ОПРОБОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЕМ

На рис. 1 приведена осциллограмма тока фазы А КЛ 330 кВ Пулковская – Южная при постановке ее под напряжение. Как следует из рис. 1, при включении КЛ с одним реактором возникает аperiodическая составляющая, начальное значение которой равно 220 А, что соответствует амплитуде фазного тока реактора. В то же время величина амплитуды периодической составляющей тока в выключателе составляет 120 А, что значительно меньше величины аperiodической составляющей и приводит к задержке перехода тока через ноль.

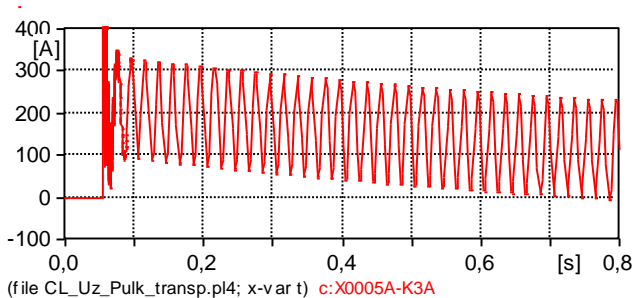


Рис. 1. Ток фазы А при трехфазном включении на холостой ход в момент нуля тока фазы А реактора

В табл. 1 приведены времена первого перехода тока через ноль для разного количества включенных фаз.

Таблица I. Моменты перехода тока через ноль

Кол-во вкл. фаз	Момент перехода тока через ноль, с	
	Один реактор	Два реактора
1	0,59	1,98
2	0,63	1,92
3	0,69	1,88

Из результатов, приведенных в табл. 1, следует, что при включении КЛ 330 кВ Пулковская – Южная с одним

реактором, присоединенным к КЛ, протекание по выключателю аperiodической составляющей препятствует переходу тока через ноль в течение 0,69 с, а при наличии двух реакторов – около 2 с, что превышает суммарное время срабатывания релейной защиты и полное время отключения линейного выключателя.

Это означает, что ложное срабатывание релейной защиты на отключение КЛ приведет к попытке отключения выключателя, ток в одной из фаз которого может длительное время не переходить через ноль, что может привести к повреждению выключателя.

IV. ВКЛЮЧЕНИЕ ЛИНИИ НА КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ

При включении линии на короткое замыкание интерес представляют только токи неповрежденных фаз, так как в аварийных фазах величина периодической составляющей тока на порядок превосходит аperiodическую составляющую тока реактора.

В табл. 2 приведены времена перехода тока через ноль, отсчитываемые с момента включения.

Таблица II. Моменты перехода тока через ноль

Вид КЗ	Момент перехода тока через ноль, с	
	Один реактор	Два реактора
К ⁽¹⁾	0,69	2
К ^(1,1)	0,75	1,98
К ⁽²⁾	0,68	1,88

Из результатов, приведенных в табл. 2, следует, что при включении на короткое замыкание в неповрежденных фазах линии возникают недопустимо длительные задержки перехода тока через ноль.

Таким образом, эксплуатация КЛ 330 кВ Пулковская – Южная без специальных мероприятий по обеспечению успешного отключения КЛ может привести к повреждению линейных выключателей.

V. ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСПЕШНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ КЛ 330 кВ ПУЛКОВСКАЯ – ЮЖНАЯ

A. Выключатели с предвключаемыми резисторами

Как уже было отмечено выше, самым простым способом решения проблемы отсутствия нулей тока в выключателе можно считать кратковременное искусственное уменьшение добротности контура замыкания аperiodической составляющей тока.

Этого можно достичь путем использования предвключаемых резисторов в выключателях или в нейтральных выводах ШПР. Выключатели с предвключаемыми резисторами имеют ряд особенностей, среди которых можно выделить как достоинства, так и недостатки.

Во-первых, производителями электрооборудования успешно налажен выпуск данного типа аппаратов.

Во-вторых, требуемая величина сопротивления резисторов может зависеть от количества шунтирующих реакторов, подключенных к ЛЭП [2].

В-третьих, при шунтировании резистора, установленного в выключателе, возникает новая аperiodическая

составляющая, которая может препятствовать переходу тока через ноль [3].

Величину сопротивления предвключаемого резистора необходимо выбирать, исходя из двух условий: быстрое затухание аperiodической составляющей тока и отсутствие больших по величине аperiodических составляющих при переходном процессе после замыкания главных контактов выключателя.

Для этого необходимо выполнить серию расчетов с разными величинами сопротивлений и разным временем их действия в цепи. По некоторым данным, время действия резисторов в цепи составляет 10 мс, а их величина лежит в диапазоне 150 – 300 Ом.

Ниже, в табл. 3, приведены коммутации, в которых время до первого перехода тока через ноль было наибольшим.

На рис. 2 представлена осциллограмма тока фазы А при однофазном включении, двух реакторах по концам линии и сопротивлении предвключаемого резистора 150 Ом и 300 Ом.

Таблица III. МОМЕНТЫ ПЕРЕХОДА ТОКА ЧЕРЕЗ НОЛЬ

Кол-во вкл. фаз	Тип КЗ	Кол-во реакторов	Момент перехода тока через ноль, с	
			$R = 150 \text{ Ом}$	$R = 300 \text{ Ом}$
3	–	1	0,31	0,005
1	–	2	1,05	0,005
–	$K^{(1,1)}$	1	0,005	0,005
–	$K^{(1)}$	2	0,96	0,005

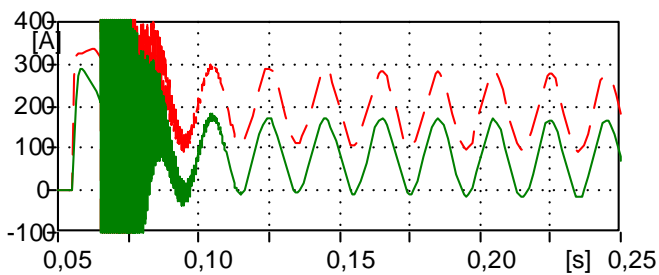


Рис. 2. Осциллограмма тока фазы А при однофазном включении линии и наличии двух реакторов, при сопротивлении предвключаемого резистора 150 Ом (красная пунктирная линия) и 300 Ом (зеленая сплошная линия)

На основании полученных данных можно рекомендовать установку выключателей с предвключаемыми резисторами с сопротивлением порядка 300 Ом и временем действия около 10 мс. Возникающая при замыкании главных контактов выключателя аperiodическая составляющая незначительна и опасности для выключателя не представляет.

В. Устройства управляемой коммутации

Для уменьшения начального значения аperiodической составляющей могут применяться устройства управляемой коммутации, позволяющие производить включения вблизи от заданных моментов времени.

В действительности устройства управляемой коммутации не могут гарантировать включение в заданный

момент времени, поскольку механическая инерция привода, время движения контактов, момент предпробоя – все это зависит от множества факторов. В связи с этим устройства управляемой коммутации имеют значительную погрешность, исключить которую невозможно, и для ЛЭП с высокой степенью компенсации их использование не приведет к обеспечению перехода тока в выключателе через ноль к моменту возможного отключения.

С. Резисторы в нейтральных выводах ШР

Резисторы в нейтрали шунтирующего реактора позволяют кратковременно увеличить фазные сопротивления шунтирующих реакторов, что эквивалентно уменьшению добротности реактора. После коммутации ЛЭП резисторы должны быть зашунтированы для снижения потерь.

По рекомендациям [1] класс напряжения резисторов, предназначенных для установки в нейтральные выводы фаз ШР, – 35 кВ.

Резистор следует вводить в цепь за 100 мс до пробного включения и шунтировать еще через 100 мс. Таким образом, суммарное время действия резистора в цепи составляет примерно 200 мс.

Оценка величины требуемого сопротивления происходила из следующих соображений:

- затухание аperiodической составляющей до величины периодической должно произойти не более чем за 50 мс;
- принято, что аperiodическая составляющая должна затухнуть до $|1 - K|/n_T$ от своей максимальной величины, где K – коэффициент компенсации, n_T – количество реакторов;
- напряжение на резисторе должно соответствовать классу 35 кВ.

Параметры для выбора резистора в нейтраль реактора:

а) при установке одного реактора $K = 0,65$; $|1 - K| = 0,35$; $T = 0,048$ с; $R = 96$ Ом;

б) при установке двух реакторов $K = 1,3$; $|1 - K|/2 = 0,15$; $T = 0,026$ с; $R = 178$ Ом.

Ниже, в табл. 4, приведены коммутации, в которых время до первого перехода тока через ноль было наибольшим.

Таблица IV. МОМЕНТЫ ПЕРЕХОДА ТОКА ЧЕРЕЗ НОЛЬ

Кол-во вкл. фаз	Тип КЗ	Кол-во реакторов	Момент перехода тока через ноль, с
3	–	1	0,032
1	–	2	0,037
–	$K^{(1,1)}$	1	0,030
–	$K^{(1)}$	2	0,038

На рис. 3 представлена осциллограмма тока фазы А при установке резисторов в нейтраль реакторов.

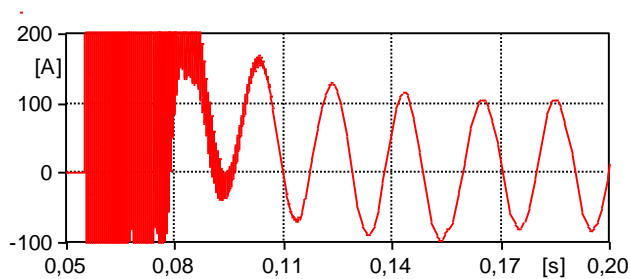


Рис. 3. Осциллограмма тока фазы А при включении на однофазное короткое замыкание и наличии двух реакторов, при установке резистора в нейтраль реакторов

В результате получено, что при установке резисторов в нейтраль реакторов проблемы с отсутствием перехода тока через ноль не наблюдаются.

D. Схемно-режимные мероприятия

Использование этого способа обеспечения успешного отключения ЛЭП заключается в определении порядка переключений в схеме до и после коммутации, обеспечивающего наименьшее значение апериодической составляющей и наибольшее возможное значение периодической составляющей тока в выключателе.

Список мероприятий может включать в себя:

- изменение местоположения ШР, в том числе и их переподключение на шины;
- включение линии без ШР с последующим вводом их в работу;
- включение линии с определенной стороны для включения ее активного сопротивления в контур протекания апериодической составляющей.

Первые два мероприятия могут быть достаточно эффективными для кабельных линий, где нет необходимости разрабатывать и проверять алгоритмы коммутаций в циклах АПВ.

E. Программируемое отключение линии

Это мероприятие по успешному отключению ЛЭП выполняется средствами противоаварийной автоматики и основано на последовательном отключении фаз линии и реактора [3].

Так, может быть реализовано последовательное отключение:

- аварийной фазы ЛЭП;
- фаз реактора, подключенных к неповрежденным фазам ЛЭП;
- неповрежденных фаз КЛ для полного отключения ЛЭП.

С одной стороны, отключение ЛЭП подобным образом затягивает процесс отключения и последующего ввода в работу, с другой стороны, оно может стать достаточно эффективным решением проблемы именно для кабельных линий, для которых не предусматривается АПВ.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При рассмотрении коммутационных процессов в КЛ 330 кВ Пулковская – Южная установлено, что коммутирование линии сопровождается появлением длительно затухающих апериодических составляющих тока в реакторах, подключенных к КЛ на конечных подстанциях.

Анализ существующих способов обеспечения успешного отключения показал эффективность уменьшения добротности контура протекания апериодической составляющей.

По результатам рассмотрения основных коммутаций КЛ было определено, что требуемое сопротивление резисторов для обеспечения успешного отключения КЛ составляет 300 Ом при установке резисторов в выключатель и 178 Ом при установке в нейтрали шунтирующих реакторов.

В обоих случаях почти полное затухание апериодической составляющей происходит за один-два периода промышленной частоты, что позволяет обеспечить успешное отключение КЛ.

Список литературы

- [1] Распоряжение ФСК ЕЭС №838 от 10.12.2012.
- [2] Дмитриев М.В., Шескин Е.Б. Проблемы отключения реактированных линий 330 – 750 кВ элегазовыми выключателями // Энергетик. – 2013. – № 10. – С. 46–50.
- [3] Sheskin E.B., Evdokunin G.A. Switching of High-Voltage Cable Lines with Shunt Reactors // Power Technology and Engineering. – 2016. Vol. 50(1). – pp. 1–7.

Применение композитных опор в сетях 0,4–10 кВ

Технико-экономический анализ

О.А. Каталевич

ПО «ЦЭС» ООО «Башкирэнерго»

Уфа, Российская Федерация

oa_kat@mail.ru

В настоящее время в энергосистеме Российской Федерации при строительстве, реконструкции, а также при проведении ремонтов ВЛ 0,4–10 кВ наибольшее распространение получили ж/б опоры, а также дерево-опоры. У каждого из применяемых материалов – стали, бетона и дерева – имеется ряд существенных недостатков, таких как коррозия, загнивание, разрушение под воздействием окружающей среды, высокие транспортные и эксплуатационные расходы, малая долговечность и т.п. Среди новых материалов особое место занимают полимерные композиционные материалы (далее ПКМ). ПКМ дают возможность конструирования опор со значительным количеством преимуществ, увеличивая при этом эксплуатационный ресурс ЛЭП. Уникальные характеристики и положительный мировой опыт применения ПКМ в гражданских отраслях создают объективные предпосылки для их широкого внедрения в процессы модернизации и реконструкции изношенных объектов энергосистемы, а также при новом строительстве.

При изучении вопроса проведен сравнительный анализ наиболее распространенных материалов (сталь, бетон и дерево) с композиционным материалом. Технико-экономический анализ произведен на основе программы ГРАНД-Смета (вер. 7.1). Исходными данными являлись закупочная стоимость материалов (в т.ч. опора) ООО «Башкирэнерго», а также цена завода-изготовителя на композиционные опоры. На основе технико-экономического анализа обоснована рентабельность практического применения опор из композиционных материалов на территории РФ.

Прогресс не стоит на месте: применение новых технологий при производстве стоек для опор ЛЭП не сегодня, так завтра «постучит в нашу дверь». Лет 20 назад самонесущий изолированный провод был для нас также не доступен – и цена, и отсутствие массового производства, и недостаток опыта эксплуатации. Посмотрите, что происходит сегодня: ни один капитальный ремонт воздушных линий 0,4 кВ не обходится без него. За рубежом из композитных материалов выпускают не только опоры, но и траверсы, изоляторы и т.д. Внедрение композитных опор в эксплуатацию распределительных сетей 0,4–10 кВ, скорее всего, будет иметь массовый характер и постепенно будет вытеснять «традиционные» решения.

Ключевые слова: композитные материалы, полимерные опоры, ПКМ.

Application of composite supports in networks 0.4–10 kV

Technical and economic analysis

O.A. Katalevich

PD «CES» Bashkirenergo

Ufa, Russian Federation

oa_kat@mail.ru

At present in the power system of the Russian Federation during the construction, renovation, and also when carrying out repairs of VL 0,4–10 kV, the most widespread of reinforced concrete supports and wood supports. Each of the materials used – steel, concrete and wood, there are a number of disadvantages, such as: corrosion, decay, destruction under the impact of the environment, transport and high operating costs, low durability, etc. Among the new materials occupy a special place of polymer composite materials (hereafter, PCM). The PCM enable the design of supports with a significant amount of benefits, increasing the service life of transmission lines. Unique characteristics and positive world experience of application of PCM in the civilian sectors create objective preconditions for their wide implementation in the process of modernization and reconstruction of worn objects of power system, as well as in new construction.

When examining a comparative analysis of the most common materials (steel, concrete and wood) with composite material. A feasibility analysis is performed on the basis of the program GRAND-Smeta (ver. 7.1). The original data was the procurement cost of materials (including supports) LLC "Bashkirenergo" and the value of composite poles - factory price of the manufacturer. Based on the techno-economic analysis proved the profitability of the practical application of bearings made of composite materials on the territory of the Russian Federation.

Progress does not stand still, the use of new technologies in the manufacture of racks for the utility poles, if not today then tomorrow "knock on our door". 20 years ago self-supporting insulated wire was also not available – and the price, and the lack of mass production, and lack of operating experience. Look what is happening today – not one major repair of overhead lines of 0.4 kV is not complete without it. Abroad from composite materials released not only support, but also cross-arms, insulators, etc. The introduction of composite into operation of distribution grids 0.4-10 kV, is likely to be massive and will gradually displace the «traditional» solutions.

Keywords: composite materials, polymer bearings, polymer composite materials.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в энергосистеме Российской Федерации при строительстве, реконструкции, а также при проведении ремонтов ВЛ 0,4–10 кВ наибольшее распространение получили железобетонные опоры, а также дерево-опоры. У каждого из применяемых материалов – стали, бетона и дерева – имеется ряд существенных недостатков, таких как коррозия, загрязнение, разрушение под воздействием окружающей среды, высокие транспортные и эксплуатационные расходы, малая долговечность и т.п.

Среди новых материалов особое место занимают полимерные композиционные материалы (далее ПКМ). ПКМ дают возможность конструирования опор со значительным количеством преимуществ, увеличивая при этом эксплуатационный ресурс ЛЭП.

II. ПОЛИМЕРНЫЕ КОМПОЗИТЫ

Полимерные композиты состоят из множества элементарных слоев (рис. 1). Каждый элементарный слой содержит ориентированные волокна (стеклянные, базальтовые и т.д.), которые соединяются между собой связующим звеном на основе эпоксидных, полиэфирных и других смол. Соединение элементарных слоев в определенных комбинациях позволяет получить материалы с заданными свойствами. Благодаря своим уникальным свойствам, в СССР и России полимерные композиты использовались в основном в оборонном комплексе, хотя за рубежом использование ПКМ нашло широкое применение и в гражданских отраслях. Их применение обеспечивает экономическую эффективность при длительной эксплуатации – это является особенно важным для объектов городской инфраструктуры и ЖКХ.



Рис. 1. Составляющие композита

Таким образом, долговечность ПКМ, их уникальные характеристики и положительный мировой опыт применения полимерных композитов в гражданских отраслях создают объективные предпосылки для их широкого внедрения в процессы модернизации и реконструкции изношенных объектов энергосистемы, а также при новом строительстве.

III. КОМПОЗИТНЫЕ ОПОРЫ ЛЭП

Воздушные линии электропередачи с самонесущими проводами (ВЛИ) прочно вписались в современную действительность энергетики Российской Федерации, а что же представляют собой воздушные линии, выполненные на стойках из композитных опор?

Благодаря преимуществам инновационного материала – стеклопластика, возможно применение композитных опор в качестве опор линий электропередачи. Композитные опоры полые, они не требуют специальных методов установки и оборудования. Кроме того, эти опоры имеют целый ряд преимуществ: полное отсутствие эффекта коррозии, полная электроизоляция, небольшой удельный вес, не требуют покраски, могут противостоять суровой погоде, устойчивы к агрессивной внешней среде, они неуязвимы для дятлов, термитов и не подвержены гниению, так как водонепроницаемы. Композитные опоры также огнестойки. С точки зрения окружающей среды использование композитных опор не влечет за собой загрязнения и проблем при утилизации. Последним, но не менее важным является длительный срок эксплуатации композитных опор – не менее 70 лет.

Композитные опоры производятся из стеклопластика в форме конусов по технологии центробежного литья (центрифугирования). Данная технология позволяет получить продукт высокого качества, что и придает композитным опорам неоспоримые преимущества (рис. 2).



Рис. 2. Внешний вид композитной опоры

IV. СРАВНЕНИЕ МАТЕРИАЛОВ

Удельная прочность, $\text{кПа}\cdot\text{м}^3/\text{кг}$

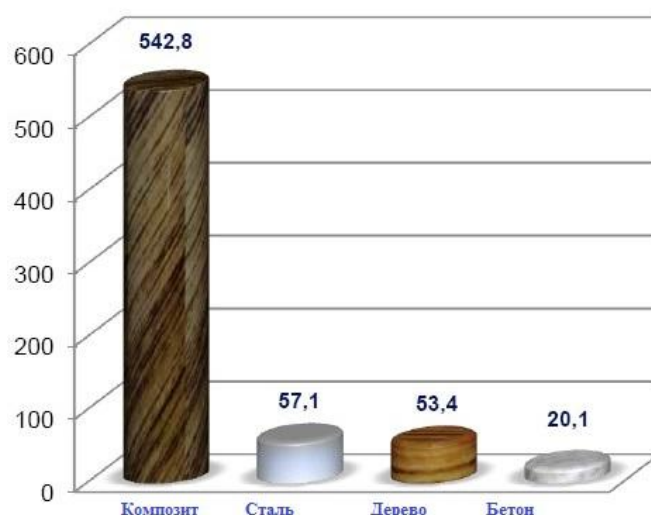


Рис. 3. Сравнение применяемых материалов при изготовлении опор по удельной прочности

К опорам посредством специальной арматуры подвешены самонесущие изолированные провода (СИП). Крепление СИП к опорам осуществляется в основном с помощью металлоконструкций (крюков, бандажных лент и др.), поддерживающих и натяжных зажимов. Соединения и ответвления проводов осуществляются с помощью соединительных и ответвительных зажимов. Помимо линейной арматуры, на ВЛИ могут устанавливаться сопутствующие элементы – устройства для подключения переносных заземлений, ограничители перенапряжения, патроны для плавких предохранителей защиты светильников уличного освещения и др.

Композитные опоры отлично подходят для применения в местах, где инфраструктура имеет большое значение, в районах, где наблюдаются интенсивные отложения гололеда, в труднодоступных для техники местах, там, где надежность превышает все.

Применение композитных опор ведет к уменьшению расходов на содержание и эксплуатацию ЛЭП, увеличению проверочных и ремонтных интервалов.

Опоры, изготовленные из стеклопластика, не проводят электричество. Они в 4 раза легче деревянных опор, что делает их идеальным решением для сложных условий монтажа, устраняя необходимость применения тяжелой техники (табл. I).

При падении композитных опор нет эффекта «домино», так как поврежденная опора удерживается на проводах, не увлекая за собой соседние опоры по всему анкерному пролету, что облегчает ремонтные работы.

Таблица I. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПОЗИТНЫХ ОПОР

Размерные параметры композитных опор ЛЭП					
Высота L, м	Диаметр основания D, мм	Диаметр вершины d, мм	Вес, кг	Толщина стенки, мм	Нагрузка на вершину, кг
8,0	250	115	45	5	500
9,0	270	120	66	6	500
10,0	290	120	80	6	500
11,0	305	120	92	6	500

Полиэфирный стеклокерамзит обеспечивает полную электроизоляцию и является диэлектриком. Стальные элементы не входят в состав вкапываемой в грунт опоры, поэтому заземление не требуется. Даже если изоляция проводов повреждена или возникла влажность и поверхностные повреждения опоры, опасное напряжение в проводах не образуется. Грозозащита и заземление на линии 0,4 кВ организованы по аналогии с ВЛ на деревянных опорах. Имеющиеся тросы заземляются спусками, выполненными из медного многопроволочного проводника или стального прутка диаметром 12 мм. Спуск прикрепляется к телу опоры внутри стойки.

При монтаже опор и проводов должны соблюдаться общие правила техники безопасности в строительстве согласно СНиП III-4-80 и «Правилам техники безопасности при производстве работ на объектах Минтопэнерго».

V. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

Для технико-экономического анализа возьмем условную воздушную линию 0,4 кВ протяженностью 500 м, выполненную с подвеской провода СИП. Исходными данными являлись закупочная стоимость материалов (в т.ч. опор) ООО «Башкирэнерго», а стоимость композиционных опор рассчитывалась по цене завода-изготовителя – ООО «Гален». На основе программы ГРАНД-Смета (вер. 7.1) составляем 3 локальных сметных расчета (ЛСР) с применением деревянных, железобетонных и композитных опор (табл. II).

Таблица II. СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА

Стоимость строительства ВЛИ-0,4 кВ (500 м), руб.			
Данные согласно ЛСР	Деревянные опоры	Железобетонные опоры	Композитные опоры
Цена опоры (1 шт.)	4150	3800	25000
Ремонтно-строительные работы	51600	55100	51600
Материалы (с учетом опор, 15 шт)	400950	395700	713700
<i>Итого по ЛСР:</i>	452550	450800	765300

Данные для сравнения взяты без учета стоимости транспортировки с завода изготовителя.

Далее проведем расчет, учитывая первоначальные расходы, а также стоимость полного жизненного цикла, и сведем в табл. III.

Таблица III. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ

Стоимость затрат в течение срока эксплуатации, руб.			
Срок эксплуатации, лет	Деревянные опоры	Железобетонные опоры	Композитные опоры
0	452550	450800	765300
20	0	450800	0
30	452550	0	0
40	0	450800	0
60	452550	450800	0
<i>Итого:</i>	1357650	1803200	765300

Также по результатам полученных данных следует не забывать про техническое обслуживание: композитные опоры не обслуживаемые, деревянные опоры – раз в 6 лет, железобетонные опоры – раз в 12 лет, а ведь это тоже немалые затраты.

На основе полученных результатов технико-экономического расчета приходим к выводу, что, несмотря на изначально большие затраты на материалы, применение композитных опор приведет к значительно меньшим затратам в течение последующих лет.

VI. ПРИМЕНЕНИЕ В ДРУГИХ ОБЛАСТЯХ

Кроме линий электропередачи, опоры из композиционных материалов нашли свое применение в таких областях как:

- магистральное освещение (рис. 4);
- дорожные знаки;
- телефонная связь;
- опоры для флагов, рекламные щиты;
- внутриквартальное освещение.

VII. ВЫВОД

Прогресс не стоит на месте: применение новых технологий при производстве стоек для опор ЛЭП не сегодня, так завтра «постучит в нашу дверь». Лет 20 назад самонесущий изолированный провод был для нас также не доступен – и цена, и отсутствие массового производства, и недостаток опыта эксплуатации. Посмотрите, что происходит сегодня: ни один капитальный ремонт воздушных линий 0,4 кВ не обходится без него.



Рис. 4. Композитная опора освещения

За рубежом из композитных материалов выпускают не только опоры, но и траверсы, изоляторы и т.д.

Внедрение композитных опор в эксплуатацию распределительных сетей 0,4–10 кВ, скорее всего, будет иметь массовый характер и постепенно будет вытеснять «традиционные решения».

Тем не менее, по прошествии какого-то времени композитные опоры станут воспринимать как нечто обычное в нашей жизни. Основная причина кроется в привычке рассматривать при ежегодных бюджетах первоначальные расходы на стоимость опор, тогда как стоимость ее полного жизненного цикла во внимание не берется. Проведя эту грань между доступностью в цене и надежностью и сосредоточив внимание на стоимости жизненного цикла опоры, мы получим «опору», которая значительно повысит надежность всей энергосистемы.

Список литературы

- [1] Стив Колтхарп, Тип Вайд. Композитные опоры уверенно противостоят стихии // Энергоэксперт. – 2010. – № 6. – С. 26–28.
- [2] Альбом технических решений опор линии электропередач из композитных опор «Гален-ТопГласс» ООО «Градпромпроект».
- [3] Вялк Х.Я. Антисептирование древесины опор линий электропередачи. – М.: Энергия, 1975. – 122 с.
- [4] www.galen.su
- [5] www.flotenk.ru
- [6] ru.wikipedia.org

Определение влагосодержания трансформаторного масла

В.К. Козлов, И.Д. Загустина

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

Казань, Россия

irina-zag@bk.ru

Вода является наиболее опасной примесью в трансформаторном масле, так как даже небольшое ее количество значительно снижает пробивное напряжение масла. Метод нашего исследования – вакуумная осушка с последующим измерением влагосодержания методом кулонометрического титрования по Карлу Фишеру. На основе проведенных экспериментов сделан вывод о влиянии примесей на определение влаги.

Ключевые слова: трансформаторное масло, влагосодержание, вакуумная осушка, кулонометрическое титрование.

Determine the moisture content transformer oil

V.K. Kozlov, I.D. Zagustina

Kazan State Power Engineering University

Kazan, Russian Federation

irina-zag@bk.ru

Water is the most dangerous impurities in transformer oil, as even a small amount of it significantly reduces the breakdown voltage of the oil. Our research method – vacuum drying, followed by measuring the moisture content by coulometric Karl Fischer titration. On the basis of the experiments concluded that the effect of impurities on the determination of moisture.

Keywords: transformer oil, moisture content, vacuum drying, coulometric titration.

В настоящее время мониторинговые и лабораторные данные о влагосодержании изоляционного масла становятся важной составной частью оперативной диагностики маслонаполненного оборудования.

В эксплуатационном трансформаторном масле содержится вода, образующаяся в процессе старения масла и изоляции, а также вода, попадающая в масло из окружающей среды. Вода является наиболее опасной примесью в масле, так как даже небольшие ее количества значительно снижают пробивное напряжение трансформаторного масла.

Вода растворяется в трансформаторном масле в очень небольших количествах.

При появлении в масле кислорода и воды трансформаторное масло окисляется даже при идеальных условиях.

В эксплуатируемом масле вода находится в связанном, растворённом, диспергированном и свободном состояниях. Между этими состояниями воды существует определенное равновесие, зависящее от температуры, давления и концентрации примесей.

Существуют различные классификации методов определения содержания воды в зависимости от измеряемых параметров, их природы, самих применяемых методов и других факторов. Методы разделяют на прямые и косвенные. В прямых методах измеряется непосредственно влага вещества (метод Дина и Старка,

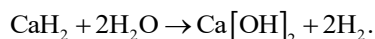
метод Фишера, гидрид-кальциевый метод, центрифугирование). В косвенных методах определение проводится по параметру, который связан с содержанием влаги в веществе (инфракрасная спектроскопия, диэлькометрический метод, кондуктометрический, колориметрический), поэтому косвенные методы требуют предварительной калибровки по прямым методам.

Чаще всего методы принято классифицировать по природе измеряемого параметра. Тогда методы классифицируют на химические (метод Фишера, кальций-гидридный метод), электрохимические (кулонометрическое титрование, кондуктометрия, потенциометрия), физико-химические (хроматография), физические (гравиметрия, диэлькометрия), оптические (инфракрасная спектроскопия, спектрофотометрия) и ядерно-физические (метод ядерного магнитного резонанса и т.д.).

Анализ литературы показал, что из большого числа методов определения наличия воды в органических жидкостях наиболее приемлемыми для трансформаторных масел являются методы гидридкальциевый и Фишера. Эти методы отличаются высокой чувствительностью и точностью и позволяют определить малое количество влаги в масле [1].

Гидрид-кальциевый метод в настоящее время используется для количественного определения влагосодержания в трансформаторном масле. Он регламентируется требованиями ГОСТ 7822 [2]. Сущность метода

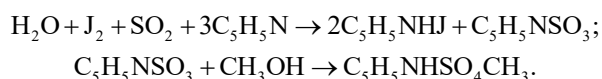
заключается во взаимодействии гидрида кальция с растворенной водой, измерении объема выделившегося при этом газа, вычислении объема водорода, соответствующего окончанию реакции, и массовой доли растворенной воды. Метод основан на реакции:



Гидрокальциевый метод является достаточно сложным как в части проведения, так и в части определения конечного результата, к недостаткам метода относится большая погрешность при определении влагосодержания.

Чувствительность метода кулонометрического титрования по Карлу Фишеру – 0,0002 % вес. воды в масле, что превосходит чувствительность гидрид-кальциевого метода.

Этот метод, известный также как метод Фишера, выполняется в соответствии с требованиями Публикации МЭК 814 [3]. Метод основан на измерении количества электричества, затраченного на электролиз воды в реактиве Карла Фишера. Реактив Фишера представляет собой раствор йода, двуокиси серы и пиридина в метаноле:



Метод кулонометрического титрования позволяет быстро определить процентное содержание влаги в трансформаторном масле с высокой степенью точности.

Недостаток метода: он неприменим для окислившихся масел, поскольку реактив Фишера взаимодействует с продуктами окисления, содержащими группу OH.

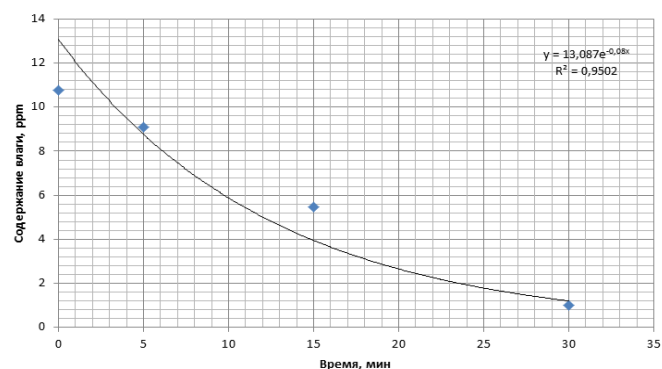
Для исключения влияния примесей на определение влагосодержания нами создана экспериментальная установка для вакуумной осушки трансформаторного масла с целью удаления влаги и дальнейшего определения примесей. Удаление примесей не представляется возможным, так как не известна природа их происхождения. Поэтому можно определить влагосодержание до вакуумной осушки и после нее, тем самым, определив разность между этими измерениями, найдем чистое содержание воды в масле, исключив влияние примесей.

При вакуумировании загрязненного масла, содержащего и диспергированную, и связанную воду, сначала удаляется эмульгированная часть диспергированной воды через стадию растворения. После удаления эмульгированной воды начинается снижение концентрации растворенной воды, находящейся в равновесии с коллоидной и физически связанной водой при данной температуре. Через стадию растворенной воды происходит одновременное удаление и коллоидной. Таким путем может быть удалена вся растворенная вода и вода, связанная адсорбционными силами [4].

Эксперименты проводились на свежем трансформаторном масле ГК. Трансформаторное масло (100 г) в колбе подогревается до температуры 100 °С. С помощью вакуумного насоса ($P=2$ мм рт. ст.), подсоединенного к колбе, создается вакуум и отводится влага. Колба равномерно непрерывно подогревается в течение всего эксперимента, через равные промежутки времени

производился отбор экспериментального осушенного трансформаторного масла из колбы и определялась его влагосодержание с помощью кулонометрического титратора 831 КФ Coulometer (масса внесенной пробы масла в прибор – 10 г).

Результаты эксперимента представлены на рисунке.



Зависимость содержания влаги в трансформаторном масле от времени эксперимента

Как видно из данных рисунка, зависимость содержания влаги в трансформаторном масле от времени проведения эксперимента выражается следующим уравнением:

$$y = 13,087e^{-0,08x}.$$

Таким образом, определено время вакуумной осушки для удаления влаги (с учетом диапазона измерения прибора) из трансформаторного масла – оно составило 30 мин.

Перспективным направлением дальнейших исследований является вакуумная осушка отработанного трансформаторного масла и определение содержания примесей, которые влияют на влагосодержание.

Таким образом, анализ литературы показал, что из вариантов определения воды по Фишеру, кулонометрический метод наиболее перспективен ввиду своей простоты, хорошей воспроизводимости, малого расхода токсичного реактива Фишера, отсутствия необходимости стандартизации раствора, доступности оборудования и реактивов. Недостаток этого метода можно устранить путем нагревания и вакуумирования, так как удаляется вся растворенная и связанная вода, после чего можно определить количество примесей в масле и растворенную воду.

Список литературы

- [1] Липштейн Р.А., Шахович М.И. Трансформаторное масло. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 296 с.
- [2] ГОСТ 7822. Масла и смазки.
- [3] Метод определения растворенной воды. МЭК 814. Определение воды в электроизоляционных жидкостях автоматическим кулонометрическим титрованием методом Карла Фишера.
- [4] Аракелян В.Г. Диагностика состояния изоляции маслонаполненного оборудования по влагосодержанию масла // Электротехника. – 2004. – № 3.

Применение управляемого устройства продольной компенсации с целью повышения выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС

А.А. Комухов, М.С. Кустикова, А.А. Мартиросян, И.А. Москвин
Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина
Иваново, РФ

komuhov@mail.ru, mashenka_2525@mail.ru, moskvin_ilya@mail.ru, martirosian_a@rambler.ru

В программном комплексе MATLAB создана математическая модель участка электрической сети. Исследовано влияние устройства продольной компенсации с тиристорным управлением на статическую и динамическую устойчивость электроэнергетической системы.

Ключевые слова: устройство продольной компенсации с тиристорным управлением, математическая модель, устойчивость.

Influence of the operated device of series compensation on mode parameters

A. Komuhov, M. Kustikova, A. Martirosjan, I. Moskvin
Ivanovo State Power Engineering University
Ivanovo, RF

komuhov@mail.ru, mashenka_2525@mail.ru, martirosian_a@rambler.ru, pavelf93@yandex.ru

The mathematical model of an electric-power grid has been created in MATLAB. The influence of thyristor controlled series capacitors on static and dynamical stability of electric-power system was researched.

Keywords: thyristor controlled series capacitors, mathematical model, stability.

В последние годы на фоне роста потребления электроэнергии в России наблюдается отставание ввода новых генерирующих мощностей. В связи с этим все больше региональных энергосистем становятся дефицитными. Для обеспечения надежности работы ЕЭС России и электроснабжения потребителей необходимо развитие электрических сетей, передающих мощность из избыточных регионов в дефицитные.

Наиболее явно выраженным избыточным регионом является южная часть ОЭС Сибири, где сосредоточено сразу несколько крупных электростанций, среди которых самая мощная электрическая станция России – Саяно-Шушенская ГЭС (СШ ГЭС) с установленной мощностью 6400 МВт. Мощность от Саяно-Шушенской ГЭС выдается в сеть по четырем воздушным линиям 500 кВ, две из которых имеют небольшую длину 30,9 км и идут до подстанции 500 кВ «Означенное». Две другие ЛЭП идут до подстанции 500 кВ «Новокузнецкая» и имеют длину 450 км. Пропускная способность этих двух протяженных линий электропередачи ведет к ограничению максимальной выдаваемой мощности станции. В связи с этим установленная мощность крупнейшей в стране станции в полной мере не используется.

В качестве мероприятия, направленного на увеличение пропускной способности линий 500 кВ Саяно-Шушенская – Новокузнецкая, в данной работе было рассмотрено применение управляемой продольной емкостной компенсации (УПК) в середине этих ЛЭП.

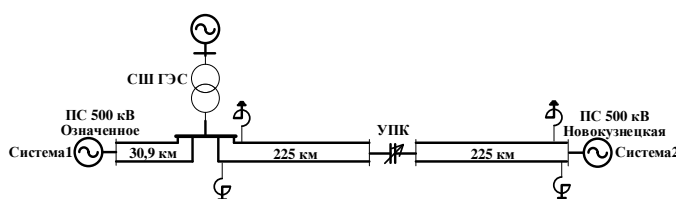


Рис. 1. Схема исследуемого участка сети

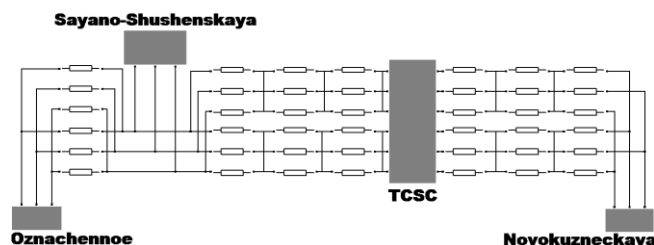


Рис. 2. Модель исследуемого участка сети

Для оценки эффективности предложенного мероприятия выполнено математическое моделирование участка рассматриваемой сети (рис. 1) в программном комплексе MATLAB с использованием графической среды Simulink.

Модель участка состоит из эквивалентного генератора, эквивалентного трансформатора, воздушных линий электропередачи 500 кВ СШ ГЭС – Новокузнецкая и СШ ГЭС – Означенное, шунтирующих реакторов, управляемого устройства продольной компенсации, двух эквивалентных систем (рис. 2).

Генератор смоделирован на основе уравнений Горева – Парка и представляет собой эквивалент десяти гидрогенераторов СВФ-1285/275-42, установленных на ГЭС. Модель генератора учитывает наличие тиристорной системы возбуждения, параметры которой приближены к реальным. Данная модель позволяет наиболее точно моделировать электромеханические переходные процессы. Модель трансформатора является эквивалентом пяти групп однофазных трансформаторов ОРЦ-533000/500. Линии электропередачи представлены моделями ЛЭП с распределенными параметрами. Модели эквивалентных систем представляют собой трехфазный источник напряжения с сопротивлениями прямой и нулевой последовательности, характеризующими внешнюю сеть. Сопротивления определены по значениям токов короткого замыкания на подстанциях «Новокузнецкая» и «Означенное» и в отходящих от них ЛЭП.

Устройство управляемой продольной компенсации установлено в каждую фазу. Параметры устройства подобраны таким образом, чтобы степень компенсации индуктивного сопротивления ВЛ СШ ГЭС – Новокузнецкая изменялась от 30 до 50 %. Под степенью компенсации понимается отношение сопротивления УПК к сопротивлению линии. Суммарная мощность устройства для двух линий составляет 1010 МВА. Схема устройства представляет собой конденсаторную батарею емкостью 80 мкСм, включенную последовательно в ЛЭП и тиристорно-реакторную группу, включенную параллельно конденсаторной батарее (рис. 3). Индуктивность тиристорно-реакторной группы составляет 300 мГн, сопротивление тиристоров в проводящем состоянии составляет 1 МОм.

Изменение эквивалентного сопротивления устройства происходит за счет изменения угла отпирания тиристоров. Закон регулирования подобран таким образом, чтобы степень компенсации увеличивалась при увеличении тока в линии (рис. 4).

Для улучшения демпфирования колебаний режимных параметров, возникающих при различных возмущениях, осуществляется регулирование по первой и второй производным частоты (рис. 5).

Для проверки правильной работы модели были рассчитаны токи коротких замыканий на шинах подстанций «Означенное» и «Новокузнецкая» и сравнены с реальными. Различие в результатах составило менее 1 %.

Согласно методическим указаниям по устойчивости, максимально допустимый переток определяется:

- 1) условием обеспечения статической устойчивости;
- 2) условием отсутствия токовой перегрузки сетевых элементов;
- 3) условием обеспечения динамической устойчивости.

С использованием составленной модели участка сети было произведено утяжеление режима по активной мощности генерации Саяно-Шушенской ГЭС. Полученные при утяжелении угловые характеристики мощности линий электропередачи СШ ГЭС – Новокузнецкая изображены на рис. 6.

Из рисунка следует, что при наличии УПК пропускная способность ЛЭП увеличивается на 1010 МВт. При использовании продольной компенсации распределение

мощности в линиях значительно меняется в сторону увеличения перетока по протяженным ЛЭП. В связи с этим повышение максимальной выдаваемой мощности станции по условию сохранения статической устойчивости незначительно. С учетом нормативного коэффициента запаса статической аperiodической устойчивости максимальное значение генерируемой мощности составляет: 6974 МВт – для существующей схемы, 7082 МВт – для схемы с продольной компенсацией на линиях.

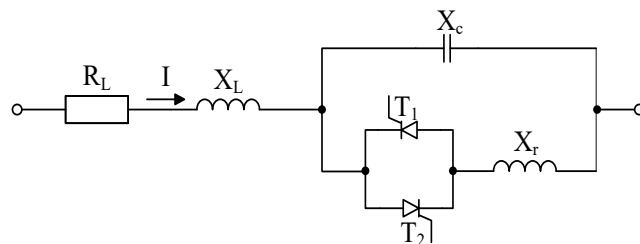


Рис. 3. Принципиальная схема устройства продольной компенсации с тиристорным управлением

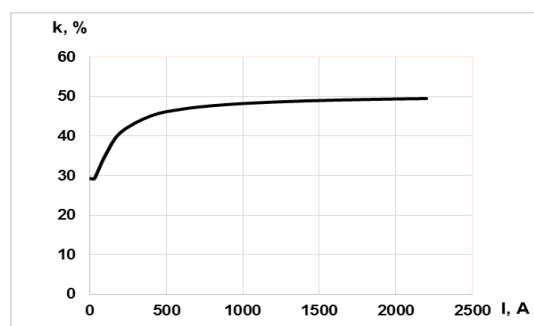


Рис. 4. Зависимость степени компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП от протекающего по линии тока

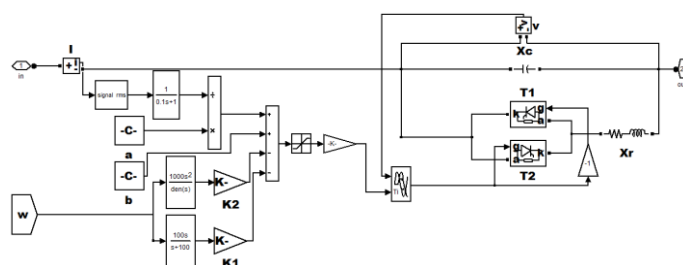


Рис. 5. Модель устройства продольной компенсации с тиристорным управлением

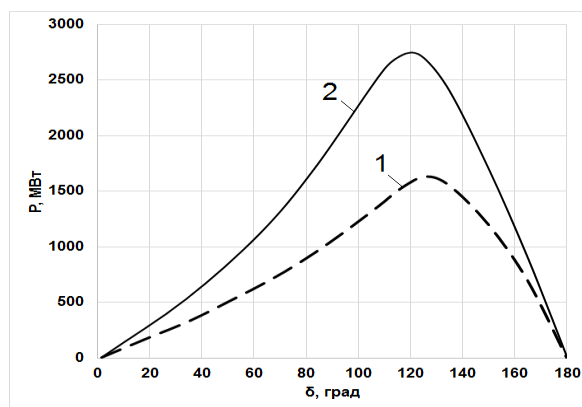


Рис. 6. Угловые характеристики мощности связи 500 кВ СШ ГЭС – Новокузнецкая: 1 – без УПК; 2 – с УПК

При максимальной нагрузке станции (6400 МВт) по каждой линии 500 кВ СШ ГЭС – Означенное протекает ток 3380 А, что больше длительно допустимого (2835 А). Максимальная генерация СШ ГЭС по условию отсутствия токовой перегрузки составляет 5375 МВт. При наличии УПК происходит перераспределение потоков активной мощности по отходящим от ГЭС линиям. При максимальной нагрузке станции ток, протекающий по коротким линиям, снижается до длительно допустимого.

При определении предела по динамической устойчивости в качестве нормативного возмущения было рассмотрено однофазное короткое замыкание на линии 500 кВ СШ ГЭС – Новокузнецкая вблизи шин станции. Отключение линии происходит через 0,34 с после возникновения КЗ действием УРОВ при отказе одного выключателя. Автоматика отключения генераторов срабатывает через 0,1 с после возникновения короткого замыкания. Предельная генерируемая мощность станции в доаварийном режиме, при которой после возмущения не нарушается синхронизм, составляет 5150 МВт. На рис. 7 показано изменение передаваемой от ГЭС мощности при возникновении КЗ.

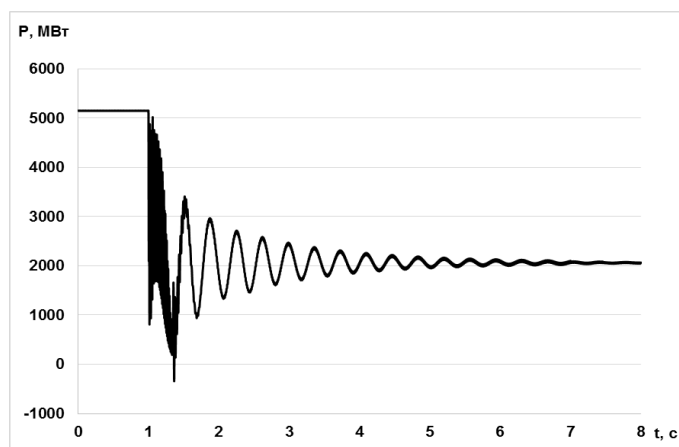


Рис. 7. Переходный процесс при возникновении КЗ в схеме без УПК

При наличии управляемой продольной компенсации на линиях вся установленная мощность станции может быть выдана в сеть. График, иллюстрирующий переходный процесс при коротком замыкании для случая с УПК, показан на рис. 8.

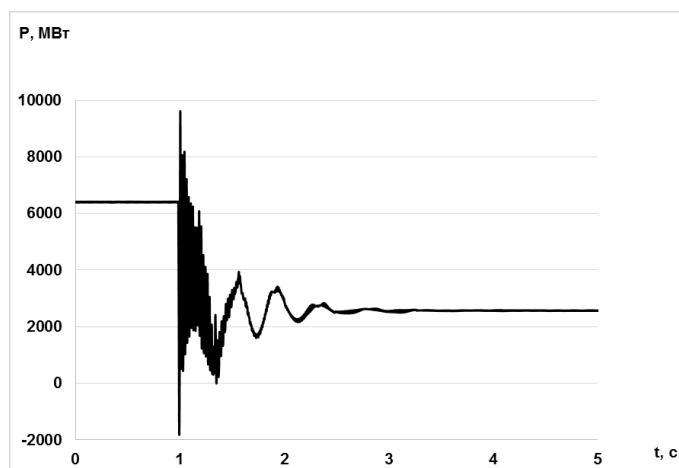


Рис. 8. Переходный процесс при возникновении КЗ в схеме с УПК

Максимальная мощность, которую может выдавать в сеть Саяно-Шушенская ГЭС по условию выполнения всех критериев, составляет 5150 МВт. Ограничивающим фактором является низкий предел динамической устойчивости. При наличии управляемого устройства продольной компенсации на линии вся установленная мощность станции может быть выдана в сеть.

Ток электродинамической стойкости выключателей на Саяно-Шушенской ГЭС составляет 128 кА. Ударный ток короткого замыкания без УПК составляет 91 кА, при наличии УПК эта величина равна 99 кА. Существующее коммутационное оборудование способно отключать токи короткого замыкания при установленном УПК на линиях.

Использование предложенной тиристорной системы управления устройством не вызывает сильного искажения напряжения сети. Гармонический анализ показал, что при использовании УПК значения показателей несинусоидальности напряжения на шинах подстанции «Новокузнецкая» не превышают нормально допустимых (рис. 9). Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения составляет 0,85 % при нормально допустимом значении 2 %.

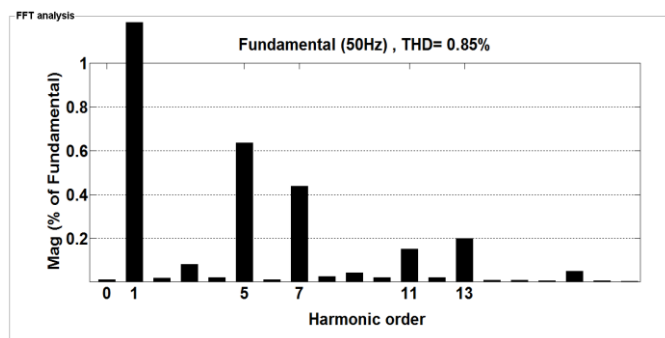


Рис. 9. Гармонический анализ кривой напряжения на шинах ПС 500 кВ «Новокузнецкая»

Напряжение вдоль ВЛ 500 кВ СШ ГЭС – «Новокузнецкая» во всех режимах находится в допустимых пределах (рис. 10). В режимах, близких к холостому ходу, необходимо подключение шунтирующих реакторов по концам ЛЭП.

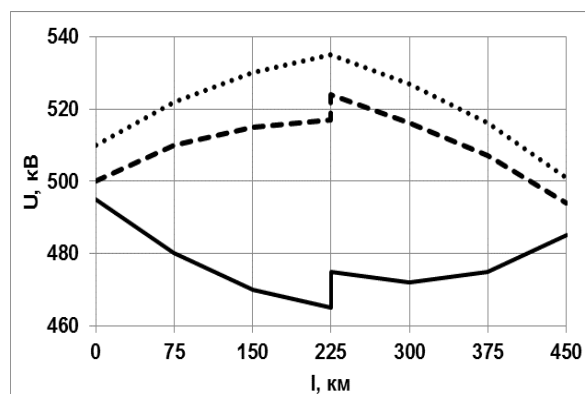


Рис. 10. Диаграмма распределения напряжения вдоль ВЛ 500 кВ СШ ГЭС – «Новокузнецкая»: 1 – P = 6400 МВт; 2 – P = 1200 МВт; 3 – P = 0 МВт

Для установки УПК планируется строительство переключательного пункта, распределительное устройство которого изображено на рис. 11.

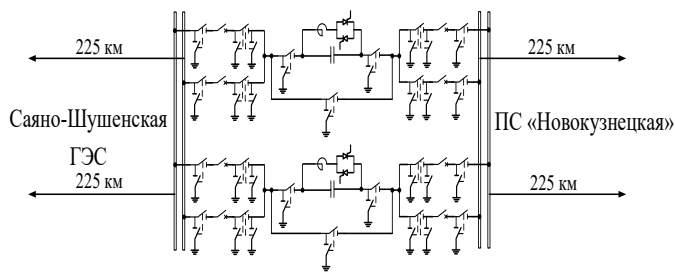


Рис. 11. Схема распределительного устройства переключательного пункта

Данная схема обладает высокой ремонтопригодностью и является наиболее надежной (при повреждении любого элемента на подстанции связь ГЭС с системой не окажется нарушенной). Помимо этого, такая схема позволяет при повреждении на линии отключать не всю ЛЭП, а только ту ее половину, на которой возникло повреждение. Благодаря этому значительно повышается предел передаваемой мощности в ремонтных схемах.

Стоимость проекта по внедрению устройства продольной компенсации составляет 5 миллиардов рублей. В эту сумму входят стоимость строительства переключательного пункта, на котором устанавливается УПК (19,1 %), стоимость выключателей (25,3 %), стоимость УПК (55,6 %).

Альтернативным мероприятием по увеличению максимальной выдаваемой мощности Саяно-Шушенской ГЭС является строительство дополнительной ЛЭП 500 кВ СШ ГЭС – Новокузнецкая. Стоимость строительства составит 8,9 миллиарда рублей. В эту сумму входят стоимость строительства самой линии электропередачи (80,4 %), стоимость выключателей (10,9%), стоимость шунтирующих реакторов по концам ЛЭП (5,8 %), стоимость реконструкции распределительных устройств на СШ ГЭС и на ПС 500 кВ «Новокузнецкая» (2,9 %).

Источником окупаемости проекта по внедрению продольной компенсации является увеличение продаваемой В среднем чистый доход от продажи одного МВт·ч электроэнергии на Саяно-Шушенской ГЭС. энергии на станции составляет 1000 рублей. Максимальная нагрузка станции возможна только в течение 50 дней в году. При достигнутом увеличении выдачи мощности на 1250 МВт срок окупаемости проекта составляет 3,5 года.

Таким образом, установка управляемой продольной компенсации в середине двух параллельных линий электропередачи 500 кВ СШ ГЭС – Новокузнецкая решит проблему ограничения выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС. При этом данное мероприятие не окажет негативного влияния на параметры режима сети и будет экономически эффективным.

Список литературы

- [1] Голов В.П., Мартиросян А.А. Влияние законов регулирования устройств продольной компенсации на устойчивость электроэнергетической системы // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2003. Вып. 5. С. 41–44.
- [2] Комухов А.А., Фирстов П.Е., Нечаев Е.В., Мартиросян А.А., Москвин И.А. Устройство продольной компенсации с тиристорным управлением // ВЕСТНИК РНК СИГРЭ. – 2014. – Вып. 4. – С. 110–115.
- [3] Голов В.П., Мартиросян А.А., Москвин И.А. Расчет характеристик установившихся режимов электроэнергетической системы с регулируемым устройством продольной компенсации // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 6. – С. 18–22.
- [4] Мартиросян А.А. Повышение устойчивости электроэнергетических систем с применением регулируемой продольной компенсации: дис. ... канд. техн. наук. – Иваново, 2009. – 146 с.
- [5] Электрические системы. Т. 1. Математические задачи электроэнергетики: учеб. пособие для вузов / под ред. В.А. Венникова. – М.: Высш. шк., 1970. – 336 с.
- [6] ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения. – М.: Стандартинформ, 2012. – 20 с.

Система мониторинга технического состояния и регистрации аварийных событий силового трансформатора энергоблока ТЭЦ

Ю.Н. Кондрашова, А.А. Николаев, Р.А. Леднов, О.И. Карандаева
ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»
Магнитогорск, Россия
rotjuil720@mail.ru

Внедрение систем мониторинга технического состояния силовых трансформаторов является актуальной и остро востребованной задачей. Для повышения ресурса трансформаторов необходимы разработка и внедрение стационарных систем, позволяющих оценивать и прогнозировать их техническое состояние на основе анализа комплекса измеряемых параметров. При этом опыта практического внедрения и эксплуатации таких систем на отечественных энергетических и промышленных предприятиях недостаточно.

В представленном материале содержится информация об опыте разработки и внедрения системы мониторинга параметров трансформатора 80 МВА энергоблока ТЭЦ. При разработке системы использованы оборудование и методики контроля технического состояния ОАО «Димрус» (г. Пермь). В качестве прибора контроля состояния масла применен анализатор газов типа Hydran M2. Основу программного обеспечения составляет комплекс «Inva». Модульная структура системы адаптирована к требованиям контроля состояния трансформатора энергоблока. Разработаны специальные алгоритмы и программное обеспечение для математической обработки непрерывно измеряемых сигналов.

Приведены примеры трендов контролируемых параметров. По результатам мониторинга сделан вывод о техническом состоянии трансформатора. Даны рекомендации по его дальнейшей эксплуатации. Отмечено, что практикуемое использование стационарных систем мониторинга в качестве индикаторов сигнала «неисправность» является малоэффективным. Ограниченное применение систем связано с отсутствием доступных инженерных методик локализации и идентификации неисправностей по совокупности диагностических признаков.

Результатами внедрения разработанной системы являются: предотвращение аварий и повышение срока эксплуатации трансформатора за счет обнаружения неисправностей на ранних стадиях; оперативное формирование интегральной оценки текущего состояния; сокращение затрат на техническое обслуживание и ремонтно-восстановительные работы. Система рекомендуется для расширенного внедрения на силовых трансформаторах.

Ключевые слова: силовой трансформатор, техническое состояние, параметры, мониторинг, стационарная система, функциональная структура, оборудование, интерфейс, внедрение, результаты, рекомендации.

System of monitoring of the technical state and registration of emergency events of the power transformer of the power unit of thermal power station

J.N. Kondrashova, A.A. Nikolaev, R.A. Lednov, O.I. Karandaeva
FSBIHE NMSTU Nosov Magnitogorsk State Technical University
Magnitogorsk, Russia
rotjuil720@mail.ru

The Introduction of monitoring systems of technical state of power transformers is relevant and urgently needed task. To increase the service life of transformers required the development and implementation of stationary systems, allowing to estimate and to predict their technical condition on the basis of the analysis of the complex of measured parameters. In this case experience of practical implementation and operation of such systems in the domestic energy and industrial companies is not enough.

In the presented material contains information about the experience in the development and implementation of a system for monitoring parameters of the transformer 80 MVA of power unit CHP. During the development of the IP system-used equipment and methods of control of technical condition of JSC "Denrus" (Perm). As a status monitoring device of oil applied to the gas analyser Hydran M2-type. The software is complex "Inva". The modular structure of the system adapted to the requirements of condition control of the transformer unit. Developed special algorithms and software for mathematical processing of the measured signals continuously.

Examples of trends of monitored parameters. According to monitoring results, the conclusion about the technical state of the transformer. Recommendations for its further exploitation. Noted that practiced the use of stationary monitoring systems as indicators signal «fault» is ineffective. Limited use of frameworks is the lack of available engineering methods of localization and identification of faults on set of diagnostic features.

The Results of the implementation of the developed system are: preventing accidents and increasing the life of the transformer due to the detection of faults in the early stages; operative formation of integral assessment of the current state; reducing the cost of maintenance and repair work. The system recommended for advanced implementation on power transformers.

Keywords: power transformer technical state, parameters monitored, stationary system, functional structure, equipment, interface, implementation, results, recommendations.

I. ВВЕДЕНИЕ

Предупреждение аварий силовых трансформаторов обеспечивают системы непрерывного контроля (мониторинга), использующие комплекс датчиков, регистрирующих различные параметры, по изменению которых можно определить развивающиеся дефекты. Внедрение современных методов и средств оперативного диагностирования обеспечивает эксплуатационный персонал следующей информацией:

– о текущем техническом состоянии трансформаторов, причинах и дефектах, обусловивших его ухудшение;

– об остаточном (на данный момент времени) ресурсе, т.е. как долго еще возможна безаварийная эксплуатация при выявленных и развивающихся дефектах;

– об оптимальных сроках проведения ремонтных работ, которые должны быть выполнены на данном оборудовании для поддержания его безаварийной эксплуатации.

Эти задачи неразрывно связаны между собой, но наиболее сложной является задача оперативного определения текущего технического состояния.

Анализ состояния силовых трансформаторов целесообразно проводить в режиме on-line без отключения и вывода в ремонт (непрерывный метод диагностирования). В последнее время интенсивно развиваются и внедряются методы контроля состояния трансформаторов с применением современных компьютерных технологий, обеспечивающие автоматический сбор, обработку и анализ данных. Техническое обеспечение этих методов осуществляется с помощью различных датчиков, расположенных непосредственно на оборудовании.

II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Оснащение основного оборудования средствами технического диагностирования включено в перечень приоритетных направлений ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» (ОАО «ММК»), трансформаторный парк которого в значительной степени выработал ресурс [1]. Соответственно возрастает роль методов диагностирования в режиме реального времени. В направлении реализации принятой стратегии разработаны и внедрены системы непрерывного контроля технического состояния трансформаторов дуговых сталеплавильных печей и агрегатов печь-ковш электросталеплавильного цеха комбината [2, 3]. Аналогичная система смонтирована и находится в эксплуатации на трансформаторе ТДНМ 63000/100000/110У1, установленном на подстанции № 96 цеха сетей и подстанций [4]. Данные системы выполнены на базе диагностического оборудования ОАО «Димрус», г. Пермь, которое эксплуатируется на многих отечественных и зарубежных энергетических объектах.

В настоящее время завершено внедрение стационарной системы непрерывного контроля технического состояния трансформатора 80 МВА энергоблока № 4 теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) ОАО «ММК». При ее разработке решен комплекс вопросов, включающий:

– обоснование функций системы и методов диагностирования;

– разработку структуры, выбор диагностического оборудования;

– монтаж, испытания и сдачу в опытно-промышленную эксплуатацию.

В результате выполнена адаптация разработок фирмы к конкретным условиям и требованиям заказчика.

III. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Силовые понижающие трехфазные масляные трансформаторы ТД-80000 выпускаются заводом «Тольяттинский трансформатор». ТДН-80000/110-У1 – трансформатор двухобмоточный класса 110 кВ, оснащен регулятором высокого напряжения в диапазоне 16 %. Трансформаторы предназначены для работы на электростанциях в блоке с генератором.

В системе мониторинга состояния обоснованы следующие методы диагностирования.

1. Анализ трансформаторного масла:

– контроль влагосодержания масла;

– контроль состава газов, растворенных в масле.

2. Тепловой анализ:

– контроль температуры верхних и нижних слоев масла в баке;

– контроль температуры окружающей среды.

3. Электрический анализ:

– измерение рабочих токов и напряжений трансформатора;

– измерение угла диэлектрических потерь $\tan\delta$, емкости основной изоляции и небаланса токов проводимости вводов.

4. Локация разрядных явлений:

– определение зон изоляции с наличием частичных разрядов (ЧР);

– выявление узлов с искрением;

– локация ЧР на высоковольтных вводах и в баке.

Виброакустический метод для трансформаторов данного класса применять нецелесообразно в связи с относительно спокойным характером нагрузки.

На основании анализа измеренных параметров рассчитываются параметры состояния трансформатора. Анализ их временных изменений дает возможность определять тренды изменения состояния, планировать необходимые ремонтные и сервисные работы.

Сбор и обработка информации осуществляются с помощью стационарной системы, в основу которой положена разработка ТДМ ОАО «Димрус» (рис. 1) [5]. Аппаратный состав и алгоритмы программного обеспечения этой системы адаптированы с учетом конструктивных особенностей и режимов блочного трансформатора.

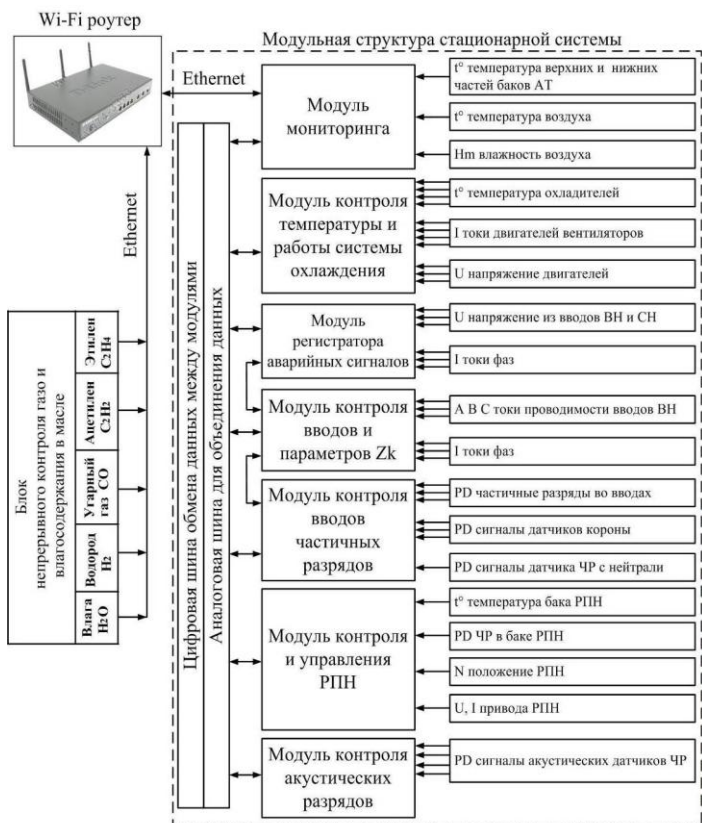


Рис. 1. Структура системы контроля технического состояния трансформатора

Основными диагностическими приборами являются анализатор газов, растворенных в масле, типа Hydran M2, датчики ЧР, установленные на высоковольтных вводах, акустические датчики ЧР, датчики температуры верхних и нижних слоев масла. В общей сложности установлено более 20 датчиков. Все они являются сертифицированным оборудованием.

Система выполнена в виде технически и алгоритмически интегрированной структуры. Конструктивно она состоит из пяти модулей, осуществляющих обработку сигналов от первичных датчиков, и непосредственно основного прибора системы мониторинга TDM, установленного в монтажном шкафу рядом с контролируемым трансформатором. Функциональное назначение модулей отражено на рис. 1.

Регистрация частичных разрядов в трансформаторах является сложной задачей, что обусловлено сильным влиянием коронных разрядов, близких по параметрам к импульсам ЧР. По этой причине в модуле в максимальной степени реализованы технические и алгоритмические возможности отстройки от помех.

Полный состав модулей системы TDM и их подробное описание приведены в [5]. Использование модульной структуры системы мониторинга позволяет легко реализовывать структуру, которая необходима для каждого конкретного приложения.

IV. ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ

Общий вид шкафа TDM, снабженный рассмотренными выше модулями, показан на фотографии (рис. 2, а). Шкаф смонтирован на стене в непосредственной близости к трансформатору. На рис. 2, б показано крепление анализатора газов.



а



б

Рис. 2. Общий вид системы TDM трансформатора ТЭЦ (а) и подключение анализатора газов Hydran M2 (б)

Разработанная система позволяет в удобной форме представлять на экране монитора результаты комплексной оценки всех контролируемых параметров, начиная от графиков их изменения и заканчивая обобщенными результатами, представленными в наглядной табличной форме. Вывод информации о состоянии трансформатора осуществляется в системе «Inva», разработанной ОАО «Димрус» [6]. «Inva» – это программно-аппаратный комплекс, осуществляющий сбор, хранение, анализ и моделирование изменений параметров, происходящих в процессе эксплуатации электрического оборудования. Система предназначена для оперативной диагностики технического состояния, выявления опасных и развивающихся дефектов.

Главное окно с указанием основных контролируемых параметров приведено на рис. 3. Для трансформатора показаны усредненные данные, характеризующие состояние вводов, обмоток, и данные о частичных разрядах на стороне высокого напряжения. Также показаны параметры окружающей среды, токи фаз вводов и другие координаты.

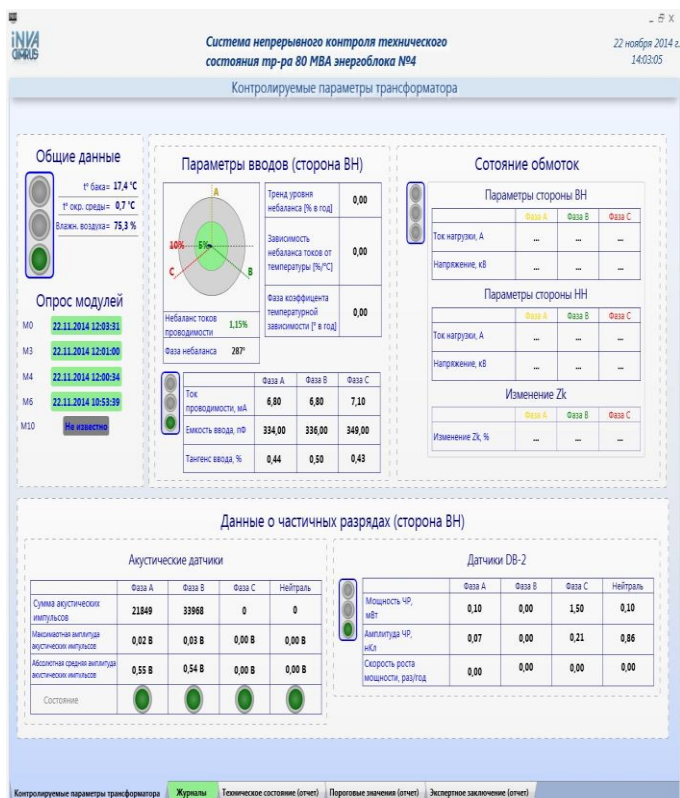


Рис. 3. Главный экран контролируемых параметров трансформатора

Наглядной формой представления, удобной для обслуживающего персонала, являются сигналы светофора, характеризующие соотношение параметров и их предельных значений. Наряду с текущей информацией это обеспечивает возможность оперативной реакции на превышение допустимых пределов.

V. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В качестве недостатка следует отметить, что эффективная эксплуатация систем контроля технического состояния затруднена отсутствием доступных инженерных методик локализации и идентификации неисправностей по совокупности диагностических признаков. Запись и хранение информации, поступающей по 6-8 каналам, малоэффективны и не дают возможности реальной оценки технического состояния. Поэтому внедряемые системы, как правило, используются лишь в качестве индикаторов сигнала неисправности.

Ставится задача разработки уточненной модели расчета температурных характеристик, предназначенной для систем online-мониторинга. С этой целью разработан алгоритм, который позволяет выполнять анализ теплового состояния в режиме реального времени [7, 8]. Для этого

он интегрируется в программное обеспечение систем мониторинга, внедряемых на трансформаторах. Это обеспечивает повышение эффективности диагностического контроля.

Конечными результатами комплексного диагностирования являются:

- предотвращение аварий трансформатора за счет непрерывного контроля и анализа комплекса технических параметров;
- повышение срока эксплуатации трансформаторов за счет обнаружения неисправностей на стадии возникновения и ранних стадиях развития;
- оперативное формирование интегральной оценки текущего технического состояния;
- сокращение затрат на техническое обслуживание и ремонтно-восстановительные работы.

Список литературы

- [1] Карандаева О.И. Характеристика повреждаемости сетевых и блочных трансформаторов ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Энергетика. – 2011. № 4. – С. 15–20.
- [2] Диагностические функции системы непрерывного контроля технического состояния трансформаторов агрегатов дуговых сталеплавильных печей / А.С. Карандаев, С.А. Евдокимов, В.Р. Храмшин, Р.А. Леднов // Металлург. – 2014. – № 8. – С. 53–59.
- [3] Карандаев А.С., Евдокимов С.А., Храмшин В.Р., Сарлыбаев А.А. Система оперативного контроля технического состояния трансформатора сверхмощной дуговой сталеплавильной печи // Металлург. – 2014. – № 10. – С. 42–47.
- [4] Khrumshin V.R., Evdokimov S.A., Nikolaev A.A., Nikolaev A.A., Karandaev A.S. Monitoring technical state of the power transformers is a necessary condition of the smart-grid technology introduction within the industrial electric networks // Proceedings of the 2015 IEEE NW Russia Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference (EConRusNW). P. 214–220. DOI 10.1109/EConRusNW.2015.7102265.
- [5] Модульная система для мониторинга состояния трансформаторного оборудования TDM (TDMR): руководство по эксплуатации. – Пермь: ПФ «Димрус». – 12 с. – <http://dimrus.ru/download/category/23-tdm.html>.
- [6] Программное обеспечение «Inva (portable)». Руководство пользователя. – Пермь: ООО «Димрус». – 39 с. http://dimrus.ru/software/inva_p_um.pdf.
- [7] Kondrashova J.N., Khrumshin R.R., Nikolaev A.A., Shurygina G.V. Analysis of thermal state of power transformer of captive power plant // Procedia Engineering, 129, 2015, pp. 832–838. DOI 10.1016/j.proeng.2015.12.115.
- [8] Программа анализа теплового состояния силового трансформатора по параметрам нагрузки / А.С. Карандаев, Ю.Н. Кондрашова, А.А. Николаев // Электротехника. Энергетика. Машиностроение: сборник научных трудов 1-й Междунар. науч. конф. молодых ученых. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2015. – С. 219–222.

Экспериментальная оценка распределения электромагнитного поля вблизи кабельных линий 6(10) кВ с учётом режимов работы распределительной сети

А.В. Коржов, В.О. Самарин, М.Е. Коржова
ФГБОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет (НИУ)»
Челябинск, Россия
abk1978@mail.ru

В городских распределительных сетях существует необходимость оперативной оценки состояния изоляции кабельных линий 6(10) кВ и поиска места повреждения. В дополнение к известным методам диагностирования состояния изоляции кабельных линий, например по параметрам частичных разрядов, необходима экспериментальная оценка изменения картин распределения их электромагнитного поля в широкополосном диапазоне в различных режимах работы с учётом характера нагрузки и гармонических составляющих. Исследование картин распределения электромагнитного поля кабельных линий 6(10) кВ с соотношением их режимов работы проведено на базе городских коммунальных сетей г. Нефтекамска и в лабораторных условиях. Обработка результатов измерений проведена с применением математических методов анализа. На основе натуральных экспериментальных исследований в условиях городских электрических сетей накоплен массив данных об изменении картин распределения электромагнитного поля вблизи кабельных линий с соотношением режимов их работы. Полученные результаты исследований могут быть использованы как дополнительный режимный критерий при проведении диагностики.

Ключевые слова: кабельные линии 6(10) кВ, режим работы распределительной сети, оценка состояния изоляции.

Experimental evaluation of electromagnetic field distribution in the vicinity of 6(10) kV cable lines with regard to distribution network operation mode

A.V. Korzhov, V.O. Samarin, M.E. Korzhova
South Ural State University (National Research University)
Chelyabinsk, Russian Federation
abk1978@mail.ru

Urban distribution networks require rapid insulation condition assessment of 6(10) kV cable lines to provide fault isolation. In addition to the well-known methods of diagnostics used to assess the state of insulation of cable lines, e. g., applying the PD parameters, an experimental evaluation of changes in electromagnetic field distribution patterns in a broadband range is required, taking into account various operation modes, the nature of the load, and the harmonic components. A study of electromagnetic field distribution patterns for 6(10) kV cable lines with regard to their modes of operation was carried out basing both on the full-scale experiment with the urban distribution networks of Neftekamsk (Russia) and under laboratory conditions. Data was processed using mathematical analysis methods. On the basis of full-scale experiments with urban electrical networks we have accumulated an array of data on changes in the electromagnetic field distribution patterns in the vicinity of cable lines with regard to the mode of their operation. The results obtained may be used as an additional operating parameter for assessment.

Keywords: 6(10) kV cable lines, distribution network operation mode, insulation condition assessment.

1. ВВЕДЕНИЕ

Распределение электромагнитного поля (ЭМП) может являться критерием происходящих физических процессов в энергетическом оборудовании и определённым диагностическим критерием. Так, например, известны работы [1 – 3], в которых распределение ЭМП напрямую или косвенно используется для анализа технического состояния энергетического оборудования.

Исследование уровней ЭМП вблизи энергетического оборудования необходимо также и для оценки электромагнитной совместимости, особенно с микропроцессорной техникой, например устройствами релейной защиты

и автоматики. Уровни ЭМП необходимы и для оценки воздействия на человека [4, 5].

Кроме того, исследование уровней электромагнитного поля и его спектрального состава вблизи кабельных линий необходимо для анализа работы изоляции и процесса коррозии защитных металлических оболочек кабеля, что было показано нами ранее [6, 7].

Целями проводимых исследований, представленных в данной работе, являлись: 1) экспериментальная оценка картин распределения ЭМП вблизи действующих кабельных линий 6(10) кВ (КЛ) в различных режимах работы распределительной сети; 2) оценка спектрального состава ЭМП вблизи КЛ; 3) моделирование на лабораторной фи-

зической модели работы участка КЛ с муфтой для выработки критерия корректности её исполнения. Одним из критериев корректного монтажа муфты на КЛ является её симметричное исполнение по фазам с учётом расположения фаз треугольником.

II. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проведённые нами исследования на базе предприятия МУП «НМПЭС» г. Нефтекамска позволили установить, что изменение режима работы КЛ 6(10) кВ (рабочий режим, режим однофазного замыкания на землю и режимы коротких замыканий) отражается на изменении распределения ЭМП кабеля.

Ввиду конструктивных особенностей трёхжильных кабельных линий 6(10) кВ внешним диагностическим признаком в рабочих режимах может являться только магнитная составляющая ЭМП кабеля, так как электрическое поле сосредоточено внутри него. Исследование спектрограмм магнитного поля (МП) над кабелем и его муфтой показали возможную их разницу, и данное искажение, как правило, зависит от качества монтажа муфты. Так, например, на рис. 1, 2 представлены спектрограммы распределения магнитного поля по частотам непосредственно над кабелем (типа ААБл 3×150 мм²) и муфтой (типа 3 СТП-10/120-240), смонтированной на данном кабеле (нагрузка 40 А). Измерения проведены с применением измерителя и анализатора электрического и магнитного полей EFA-300 NARDA в диапазоне частот 1 – 32000 Гц.

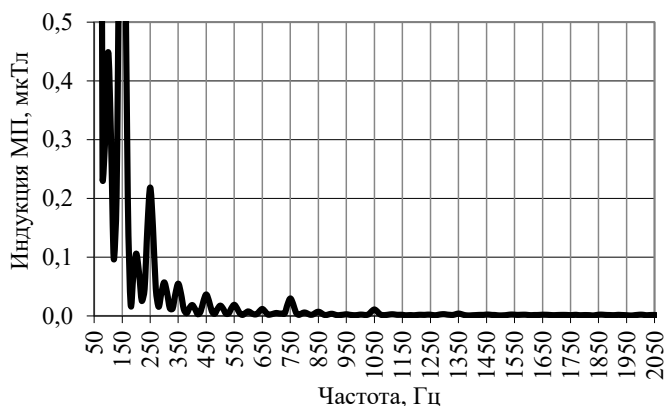


Рис. 1. Пример оценки спектрального состава МП над кабелем

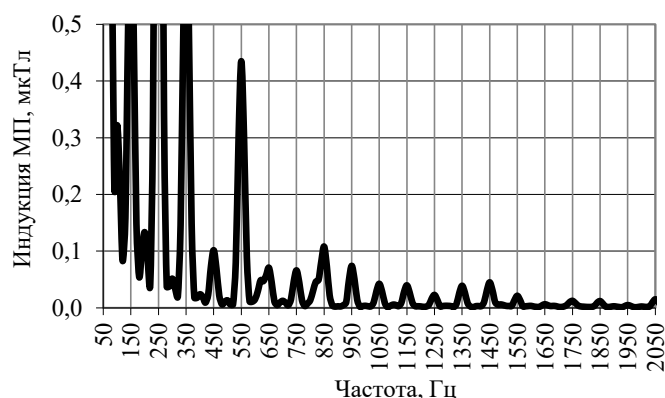


Рис. 2. Пример оценки спектрального состава МП над муфтой

В табл. 1 представлено сопоставление данных по гармоникам магнитного поля над кабелем и муфтой.

Таблица 1. ОЦЕНКА ГАРМОНИЧЕСКОГО СОСТАВА НАД КАБЕЛЕМ И МУФТОЙ

Гармоника, <i>n</i>	1	3	5	7	9	11
Частота, Гц	50	150	250	350	450	550
Индукция МП над кабелем, мкТл	13,3	0,9	0,2	0,06	0,04	0,02
Индукция МП над муфтой, мкТл	50,7	0,7	1,7	0,72	0,10	0,44
Отношение	3,8	0,8	8,5	12	2,5	22

По результатам анализа отмечено: 1) разница в уровнях гармоник над кабелем и над муфтой; 2) уровни МП над муфтой в диапазоне частот от 1110 до 2900 Гц превышают в несколько раз уровни над кабелем; 3) для муфты уровни МП по гармоникам достигают фоновых значений в районе 0,001 мкТл с частоты 2,9 кГц; для кабеля фоновые значения наблюдаются с частоты 1,1 кГц.

Далее нами для оценки качества геометрии выполнения муфты на кабеле была рассмотрена обратная задача – определение геометрии по оценке искажения конфигурации картины МП вокруг кабеля или идеально смонтированной муфты. Вариант разработанной схемы лабораторной физической модели для анализа распределения ЭМП вблизи кабеля и муфты представлен на рис. 3.

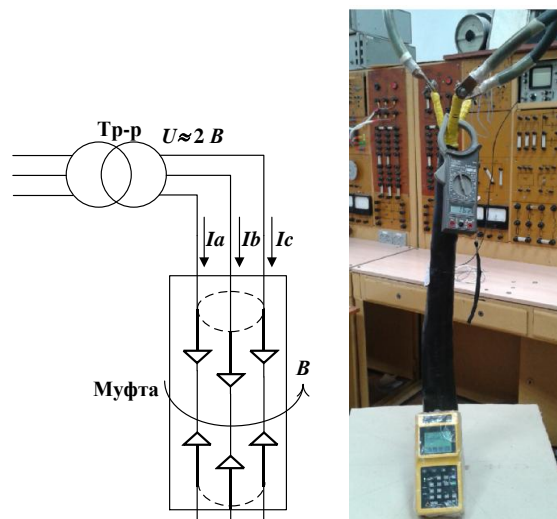


Рис. 3. Схема эксперимента и физическая модель

В качестве предмета исследования была выбрана муфта 3 СТП-10 3×120, смонтированная на кабеле типа ААШв-10 3×120 суммарной длиной 1510 мм. В качестве источника использован трёхфазный трансформатор. Схема установки позволяла прогружать кабельную линию с муфтой во время эксперимента током до 243 А.

В ходе эксперимента были проведены измерения уровней внешнего МП в нескольких плоскостях, нормальных к КЛ, соответствующих разным участкам муфты, с шагом $\varphi = 30^\circ$. Внешний фон МП в условиях проведения эксперимента составлял: $B = 189,8$ нТл ($B_x = 50,7$ нТл, $B_y = 144,8$ нТл, $B_z = 86,2$ нТл). Токовая нагрузка по фазам равномерная – 243 А. В результате данных измерений

были сформированы эпюры МП. Пример пространственной эпюры индукции МП на расстоянии 0,1 см от внешней изоляции муфты представлен на рис. 4.

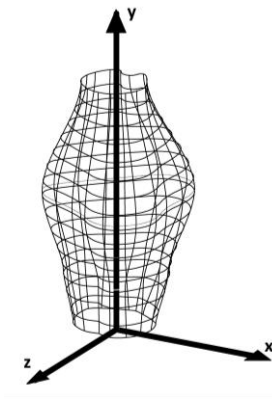


Рис. 4. Пример картины пространственной эпюры МП муфты

При проведении оценки качества исполнения монтажа соединительной муфты с точки зрения её геометрии был принят во внимание тот факт, что нарушение её конфигурации, вероятно, будет сказываться и на искажении электрического поля в изоляции, что может негативно влиять на её работу.

Для анализа данных было введено понятие идеального участка кабеля (муфты) с формированием эталонной картины распределения ЭМП в плоскости исследования (нормальная к кабелю). Анализ качества геометрии исполнения исследуемой муфты оценивался по расчёту коэффициента асимметрии магнитного поля.

Метод анализа можно представить следующим обобщённым алгоритмом.

1. Производятся замеры напряжённости магнитного поля кабеля в различных точках по длине соединительной муфты в плоскостях, нормальных к оси муфты (кабеля). Наиболее целесообразно проводить замеры и формировать результаты, используя полярную систему координат.

2. По результатам замеров формируется эпюра магнитного поля. Пример представлен на рис. 5.

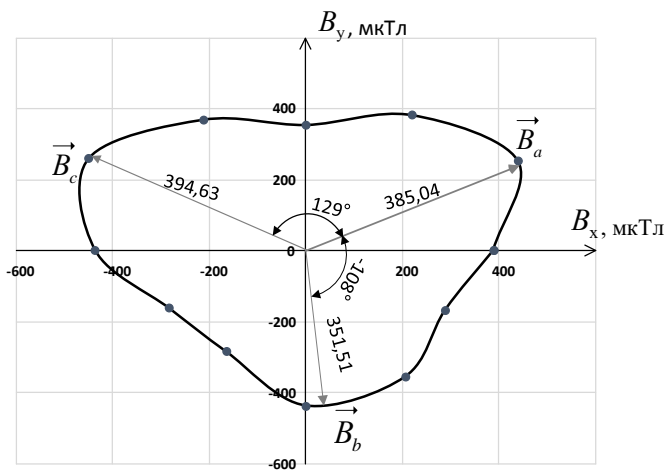


Рис. 5. Эпюра индукции МП 0,1 см от внешней изоляции в одной плоскости, нормальной к оси муфты

3. Проводится анализ асимметрии магнитного поля муфты и оценка качества выполнения её геометрии. Можно

показать, что идеальное поле муфты (кабеля) имеет 3 оси симметрии (типовые оси), проходящие через максимальные значения величины магнитной индукции на эпюре МП и сдвинутые на углы 120°. По отношению к этим осям симметрии у идеально смонтированной муфты в эквивалентных точках эпюры величины напряжённости МП во всех трёх секторах количественно повторяются.

4. Проводится оценка установленной эпюры МП (см. рис. 5). Указанные выше типовые оси удобнее всего представлять проходящими через максимальные значения. Так, на рис. 6 представлены осевые векторы и эпюра магнитного поля. Установлены: векторы фаз B_a , B_b , B_c в полярных координатах; длины векторов в мкТл; углы в градусах относительно вектора фазы B_a , взятого за полярный базис.

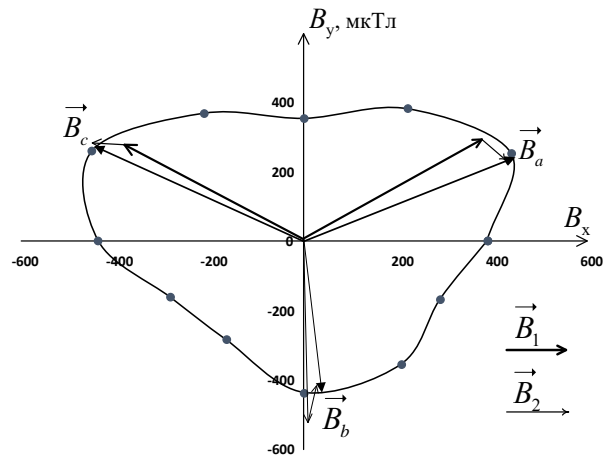


Рис. 6. Анализ эпюры индукции МП 0,1 см от внешней изоляции

5. Рассчитывается коэффициент асимметрии по отношению к среднему арифметическому осевых точек:

$$B_{\text{оп}} = \frac{B_a + B_b + B_c}{3} \quad (1)$$

В качестве примера рассчитаем опорное значение для эпюры, представленной выше:

$$B_{\text{оп}} = \frac{385,04 + 351,51 + 394,63}{3} = 377,06.$$

Установленные результаты сведены в табл. 2.

Таблица II. КОЭФФИЦИЕНТЫ АСИММЕТРИИ

Индукция МП	Осевое значение, мкТл	Коэффициенты асимметрии, %
B_a	385,04	2,12
B_b	351,51	6,78
B_c	394,63	4,66

6. Проводится оценка состава симметричных составляющих.

Разложим осевые значения картины поля на прямое B_1 , обратное B_2 , нулевое B_0 следование фаз:

$$\begin{cases} B_1 + B_2 + B_0 = B_a; \\ a \cdot B_1 + a^2 \cdot B_2 + B_0 = B_b; \\ a^2 \cdot B_1 + a \cdot B_2 + B_0 = B_c; \\ a = e^{-j120^\circ}; \end{cases} \quad (2)$$

$$\begin{cases} B_1 + B_2 + B_0 = 385,04; \\ a \cdot B_1 + a^2 \cdot B_2 + B_0 = 351,51 \cdot e^{-j108^\circ}; \\ a^2 \cdot B_1 + a \cdot B_2 + B_0 = 394,63 \cdot e^{j129^\circ}; \\ a = e^{-j120^\circ}; \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} B_1 = 375,578 \cdot e^{j6,872^\circ}; \\ B_2 = 35,842 \cdot e^{-j85,513^\circ}; \\ B_0 = 13,126 \cdot e^{-j44,54^\circ}; \end{cases} \quad (4)$$

$$\begin{cases} \kappa_2 = \frac{B_2}{B_1} \cdot 100\% = \frac{35,842}{375,578} \cdot 100\% = 9,5\%; \\ \kappa_0 = \frac{B_0}{B_1} \cdot 100\% = \frac{13,126}{375,578} \cdot 100\% = 3,4\%. \end{cases} \quad (5)$$

Таким образом, для проанализированного примера доля обратного следования фаз составила $\kappa_2 = 9,5\%$; нулевого следования фаз – $\kappa_0 = 3,4\%$, наибольшая асимметрия по фазам приходится на фазу В: отклонение составило $6,78\%$. В данном случае качество исполнения монтажа соединительной муфты можно считать удовлетворительным, а коэффициенты асимметрии – допустимыми.

III. ВЫВОДЫ

1. На основе натуральных экспериментальных исследований в условиях городских кабельных электрических сетей

накоплен массив данных об изменении картин распределения электромагнитного поля вблизи кабельных линий 6(10) кВ с соотношением режимов их работы.

2. Предложена методика оценки качества выполнения геометрии муфты на трёхфазном кабеле по картине её магнитного поля с расчётом состава симметричных составляющих.

Список литературы

- [1] Магнитная дефектоскопия проводов и грозотросов воздушных линий электропередачи: технология, эффективность, проблемы / В.Ю. Волховский, А.Н. Воронцов, Д.В. Сухоруков, В.В. Цуканов // Энергоэксперт. – 2014. – № 3. – С. 62–67.
- [2] Контроль изоляции электрических машин в эксплуатации / Г.А. Безчастнов, А.М. Красильников, Т.М. Нэмени, Ю.А. Филиппов. – М.: Энергопрогресс, 2001. – 64 с.
- [3] Султанов Г.А., Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Определение вида повреждения силового кабеля по конфигурации электромагнитного поля // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – № 8(39). – С. 80–85
- [4] Колечицкий Е.С., Романов В.А., Карташев В.Г. Защита биосферы от влияния электромагнитных полей: учебное пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 353 с.
- [5] Коржов А.В., Сидоров А.И. Теоретическое и экспериментальное исследование уровней электромагнитных полей вблизи силовых кабельных линий напряжением 6–10 кВ // Технологии ЭМС. – 2009. – № 1. – С. 82–91.
- [6] Коржов А.В. Исследование влияния магнитной составляющей электромагнитного поля на интенсивность частичных разрядов в кабелях с бумажной пропитанной и полиэтиленовой изоляцией // Кабели и провода. – 2012. – № 6(337). – С. 10–15.
- [7] Коржов А.В., Рябухин А.Г. Коррозия алюминиевых оболочек силовых кабельных линий напряжением 6(10) кВ под воздействием электрического и магнитного полей // Кабели и провода. – 2011. – № 5(330). – С. 10–15.

Разработка конструкции высоковольтных линий электропередачи с повышенной пропускной способностью

Ю.Ф. Королюк, А.В. Тимофеева

ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова»
Якутск, Россия

Развитие промышленности, транспорта и других отраслей народного хозяйства требует непрерывного роста производства электроэнергии и совершенствования ее передачи и распределения. Непрерывно совершенствуются конструкции и оборудование ВЛ, повышаются их надежность и экономичность. Но проблема повышения передаваемой мощности существующих и проектируемых линий электропередачи относится к числу главных задач электроэнергетики. Вопросы, связанные с созданием линий электропередачи с повышенной пропускной способностью, являются актуальными и на данном этапе развития электрических систем.

Ключевые слова: пропускная способность воздушных линий, высоковольтные линии, натуральная мощность.

Development of the construction of high voltage line with increased bandwidth

Y.F. Koroluk, A.V. Timofeeva

FGAOU VPO North-Eastern Federal University
Yakutsk, Russia

The development of industry, transport and other sectors of the economy requires continuous growth and improvement of the production of electricity transmission and distribution. An design and equipment of overhead lines are improved continuously and their reliability and economy are increased. But there are certain difficulties in the construction and operation of the line because of the need special staff with the skills to install, configure and operation. Problem of the transmission power increasing of existing and planned transmission lines is one of the main objectives of the electricity industry. Therefore, issues related to the establishment of power lines with high bandwidth and are relevant at this stage of electric systems development.

Keywords: bandwidth of overhead lines, capacity, high voltage-lines, capacity.

I. ВВЕДЕНИЕ

Проектирование высоковольтных линий электропередачи имеет большое значение в формировании потенциала развития как электроэнергетики в целом, так и дает возможность развиваться современным городам и энергоемким производствам. Развитие промышленности, транспорта и других отраслей народного хозяйства требует непрерывного роста производства электроэнергии и совершенствования ее передачи и распределения. Действующие линии электропередачи, как правило, сильно загружены и не могут обеспечить энергией в полном объеме новых потребителей. Поэтому вопросы, связанные с созданием линий электропередачи с повышенной пропускной способностью, являются актуальными и на данном этапе развития электрических систем.

II. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Для решения подобных ситуаций большинство линий можно оборудовать проводом большего сечения либо выполнить проект воздушной линии с применением двухцепной схемы, тем самым удвоив её пропускную способность. Но этот способ требует дополнительных затрат

и, как следствие, не улучшает технико-экономические показатели электропередачи [1].

А повышение номинального напряжения также связано с дополнительными затратами, необходимыми на изоляцию опоры и электрооборудование подстанций. По условиям экологии окружающей среды не всегда возможно осуществить перевод воздушной линии электропередачи на более высокое напряжение.

Наиболее близкой к предлагаемой линии является линия с расщепленными фазными проводами. Линии с расщепленными фазами имеют меньшие индуктивные сопротивления и большую емкостную проводимость, определяемые расстояниями между проводами внутри расщепленной фазы [2].

Однако эти расстояния ограничены габаритами самой линии. Увеличение размеров всех трех фаз приводит к увеличению габаритов самой линии, что ни экономически, ни экологически не оправдано. Для повышения пропускной способности порой достаточно модернизации существующей воздушной линии электропередачи.

Совместное применение последовательной конденсаторной и параллельной индуктивной компенсации на воздушных линиях электропередачи является еще более эф-

фективным способом повышения пропускной способности. Но для дальних электропередач требуются дополнительные сложные установки и надежной эксплуатации и обслуживания их.

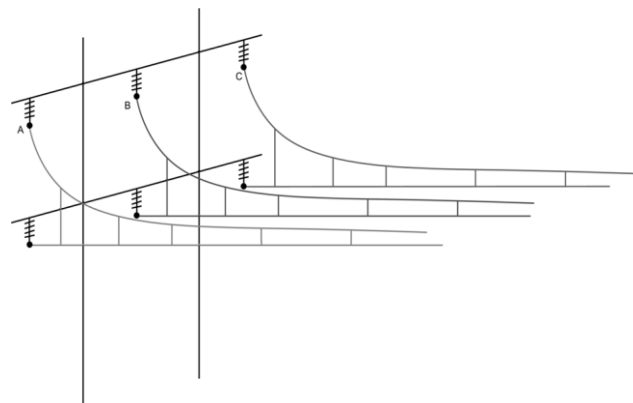
За рубежом широкое применение нашли компактные ВЛ с уменьшенными расстояниями между фазами (компактные линии) на напряжение 110–500 кВ. ВЛ нового поколения (управляемые самокомпенсирующиеся ВЛ) в сочетании с устройствами FACTS позволяют снизить суммарные потери электроэнергии в энергосистеме, повысить эффективность использования устройств регулирования реактивной мощности. Такие линии целенаправленно управляются в зависимости от режима передачи электроэнергии и являются кибернетическим устройством, требующим для своей нормальной работы специального оборудования. Это ведет к определенным трудностям при строительстве и эксплуатации линии из-за необходимости специальных кадров, обладающих навыками монтажа, настройки и эксплуатации сложных кибернетических устройств.

III. КОНСТРУКЦИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ЛИНИИ С ПОВЫШЕННОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТЬЮ

Цель данного исследования заключается в разработке конструкции воздушных линий электропередач с повышенной пропускной способностью и исследовании параметров линии новой конструкции. Указанная цель достигается тем, что два проводника подвешиваются на опорах линии электропередачи на разной высоте. Кроме крепления на изоляторах нижний провод подвешивается к верхнему проводу металлическими проводниками. Таким образом, расстояние между проводами фазы изменяется от минимального в середине пролета до стрелы провеса на опоре. Принципиально практически нет ограничений на расстояния между проводами фазы. Достаточно увеличить высоту опоры. Верхний провод подвешивается традиционным способом, а нижний с меньшей стрелой провеса. В идеале он должен подвешиваться строго горизонтально. Но из-за изменения температуры верхний и нижний провод удлиняются не одинаково. Поэтому нижний провод тоже должен иметь некоторую, определяемую расчетом стрелу провеса. За счет разной стрелы провеса верхнего и нижнего проводов уменьшается амплитуда раскачивания фаз линии, что позволяет их сблизить. Тем самым еще больше уменьшается индуктивное сопротивление и увеличивается емкостная проводимость линии. В пределе,

когда нижний проводник натягивается горизонтально, раскачивание фаз исключено полностью [3, 4].

Структурная схема предлагаемой линии приведена на рисунке, где изображена часть пролета линии электропередачи с фазами, состоящими из двух проводов, расположенных на разной высоте.



Конструкция линии с повышенной пропускной способностью

IV. ВЫВОДЫ

Предлагаемая конструкция линии электропередачи является компромиссным решением проблемы повышения пропускной способности высоковольтных линий. Расчеты показывают, что пропускную способность предлагаемой линии можно увеличить в 1,3–1,5 раза по сравнению с пропускной способностью двухцепной линии. При этом для ее осуществления не требуется разработка нового оборудования. Также в плане экологического воздействия новую конструкцию линий электропередачи можно считать оптимальным.

Список литературы

- [1] Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. – 2-е издание. – М.: Эксмо, 2013. – 752 с.
- [2] Александров Г.Н. Передача электрической энергии. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – 412 с.
- [3] Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – Л.: Энергия, 1979. – 312 с.
- [4] Чешев В.Ф. Основы расчета и проектирования механической части воздушных линий электропередачи: учебное пособие. Ч. 1. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.

Специальные модели в расчетах структурной надежности электрических сетей

О.М. Котов, Я.В. Сандаков

ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»
Екатеринбург, Россия
yan.sandakov@yandex.ru

Стандартные модели основного оборудования, используемые в программе «Струна», дополнены специальными моделями силовых трехмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщеплением. Использование специальных моделей исключает избыточность расчетной схемы и повышает её точность. Выполнено тестирование предложенных моделей на фрагменте реальной электрической сети. Произведено сопоставление с результатами ручной проверки, сформулированы рекомендации по использованию моделей в практических расчетах.

Ключевые слова: электрические сети, модели основного оборудования, оценка структурной надежности.

Special models in structural reliability calculations of electrical networks

Oleg M. Kotov, Yan V. Sandakov

Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin
Ekaterinburg, Russia
yan.sandakov@yandex.ru

Standard models of the main equipment, used in the program "STRUNA", are supplemented with special models of power-three-winding transformers and transformers with splitting. The use of special models excludes the redundancy of calculation scheme, and increases its accuracy. The testing of proposed models on the fragment of the real electrical network is done. The comparison with the results of manual checking is made, and the recommendations for the use of models in practical calculations are formulated.

Keywords: electrical networks, models of main equipment, structural reliability evaluation.

I. ВСТРОЕННАЯ МОДЕЛЬ ТРАНСФОРМАТОРА

Анализ результатов расчетов структурной надежности ряда распределительных электрических сетей, выполненный с использованием программы «Струна» и встроенных в эту программу моделей основного оборудования [1], позволил сделать вывод о завышенной погрешности итоговых показателей. Причиной подобной ситуации послужило сочетание двух факторов: наличие на подстанциях сети трансформаторов с расщеплёнными обмотками и режим работы секций низшего напряжения под управлением автоматики ввода резерва. В этом случае на расчетной схеме появляются реально не существующие пути электроснабжения, которые завышают оценку надежности.

На рис. 1 штриховой линией показаны избыточные пути электроснабжения для узла 105, появление которых обусловлено моделированием трансформаторов узлами расчетной схемы, не обладающими свойством направленного транзита электрической мощности (узлы № 5 и 6).

II. СПЕЦИАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ ТРАНСФОРМАТОРА

С целью повышения объективности результатов оценки структурной надежности сформированы расчетные модели трансформаторов, исключаящие избыточные пути электроснабжения узлов анализируемых электрических систем [2].

Выполненное исследование этих моделей позволяет рекомендовать в качестве универсальной, обеспечивающей объективную оценку надежности и секций низшего напряжения рассматриваемых подстанций и смежных районов сети, модель на основе узла – трансформатора и двух идеальных направленных ветвей.

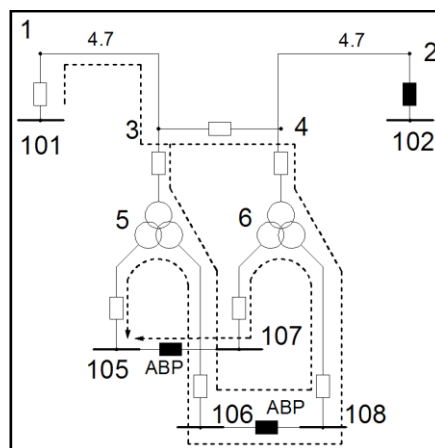


Рис. 1. Расчетная схема подстанции

В частности, для моделирования первого трансформатора подстанции «Центральная» данная модель представлена узлом 12 и ветвями 12-1201, 12-1202 (рис. 2).

Ручные проверочные расчеты, выполненные для одной подстанции сети (рис. 1) с использованием универсальной модели, подтвердили увеличение точности итоговых показателей надежности по отдельным показателям до 21 % [3].

III. РАСЧЕТЫ ФРАГМЕНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для оценки достоверности универсальной модели трехобмоточного трансформатора выполнены расчеты структурной надёжности района электрической сети 110 кВ (рис. 2). Анализируемая сеть представлена головными подстанциями «Районная» и «Путевая», получающими питание от внешней сети (узлы 1, 2, 37, 38), и потребительскими подстанциями 110/35/10(6) кВ, подключенными по отпаечной или транзитной схемам. Все линии воздушные. Над изображениями линий указана их протяженность в км.

На всех потребительских подстанциях, за исключением «Западной», установлены трансформаторы с расщеплённой обмоткой низшего напряжения или трёхобмоточные трансформаторы. Секции шин 10(6) кВ подстанций работают под управлением автоматики ввода резерва. Нагрузки секций в режиме зимнего максимума приведены в табл. 1.

Таблица I. НАГРУЗКА ПОДСТАНЦИЙ

Подстанция	<i>P</i> зимнего максимума, МВт
Западная	10,5
Центральная	2,5
Квартал	2,5
Восточная 10 кВ	3,0
Восточная 6 кВ	1,5
Нижняя 10 кВ	7,6
Нижняя 6 кВ	5,1
Проходная 10 кВ	12,1
Проходная 6 кВ	8,1
Конечная 35 кВ	6,1
Конечная 6 кВ	4,0

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ПО РАСЧЕТНОЙ СХЕМЕ 1

Подстанция	Интенсивность отказов, (год ⁻¹)		Вероятность отказов, о.е.
	типа «обрыв»	типа КЗ	
Западная	6,78E-02	2,07E-02	4,22E-05
Центральная	6,30E-02	2,07E-02	3,15E-05
Восточная	8,28E-02	5,65E-01	1,24E-04
Нижняя	6,36E-02	5,80E-02	3,70E-05
Проходная	6,33E-02	6,33E-02	3,66E-05
Конечная	4,03E-02	5,79E-02	1,49E-05

Все силовые выключатели рассматриваемого района масляные. Распределительные устройства головных подстанций выполнены по схеме «одиничная секционированная и обходная системы шин». В качестве исходной статистики по аварийности основного оборудования использованы данные без учета районирования [4]. Функционирование обходной системы шин головных подстанций учитывается уменьшенным до продолжительности оперативных переключений временем аварийного восстановления выключателей отходящих линий.

По анализируемому фрагменту сети (рис. 2) подготовлены две расчетные схемы: первая – с использованием встроенной в «Струну» модели трансформаторов, вторая – с использованием специальной модели. Расчеты надёжности выполнены с использованием программы «Струна» в режиме «нормальный» без учета преднамеренных отключений.

Результаты расчетов по интенсивностям и вероятностям отказов узлов расчетных схем представлены соответственно в табл. 2 и 3.

Представленное на рис. 3 сопоставление вероятностей отказов узлов в расчетной схеме 1 и в расчетной схеме 2 позволяет сделать вывод, что в результате использования универсальной модели трансформаторов вероятность отказа секций большинства подстанций существенно увеличилась, что объясняется понижением связности схемы в результате исключения избыточных путей электроснабжения.

В меньшей степени вероятность отказов увеличилась на подстанциях «Проходная» и «Конечная». Причиной подобного эффекта является перераспределение интенсивностей между отказами типа «обрыв» (на время восстановительного ремонта) и отказами типа «короткое замыкание» (на время оперативных переключений) – табл. 4

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ ПО РАСЧЕТНОЙ СХЕМЕ 2

Подстанция	Интенсивность отказов, (год ⁻¹)		Вероятность отказов, о.е.
	типа «обрыв»	типа КЗ	
Западная	9,53E-02	6,19E-02	8,14E-05
Центральная	9,86E-02	8,22E-02	8,87E-05
Восточная	1,05E-01	1,58E-01	1,51E-04
Нижняя	6,78E-02	1,45E-01	5,63E-05
Проходная	6,43E-02	1,46E-01	4,73E-05
Конечная	4,07E-02	2,37E-02	1,51E-05

Таблица IV. ДОЛЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ ТИПА КЗ В СУММАРНОЙ ИНТЕНСИВНОСТИ ОТКАЗОВ, %

Подстанция	Расчетная схема 1	Расчетная схема 2
Западная	23,4	39,4
Центральная	24,7	45,5
Восточная	87,2	84,3
Нижняя	47,7	68,1
Проходная	50,0	69,4
Конечная	59,0	58,7

Обращает на себя внимание также и тот факт, что, за небольшим исключением, обе составляющие интенсивностей отказов узлов в расчетной схеме 2 увеличили свое значение относительно аналогичных результатов по рас-

четной схеме 1 (рис. 4). На данном рисунке демонстрируется отношение соответствующей составляющей интенсивности отказов узла в расчетной схеме 2 к аналогичному результату в расчетной схеме 1.

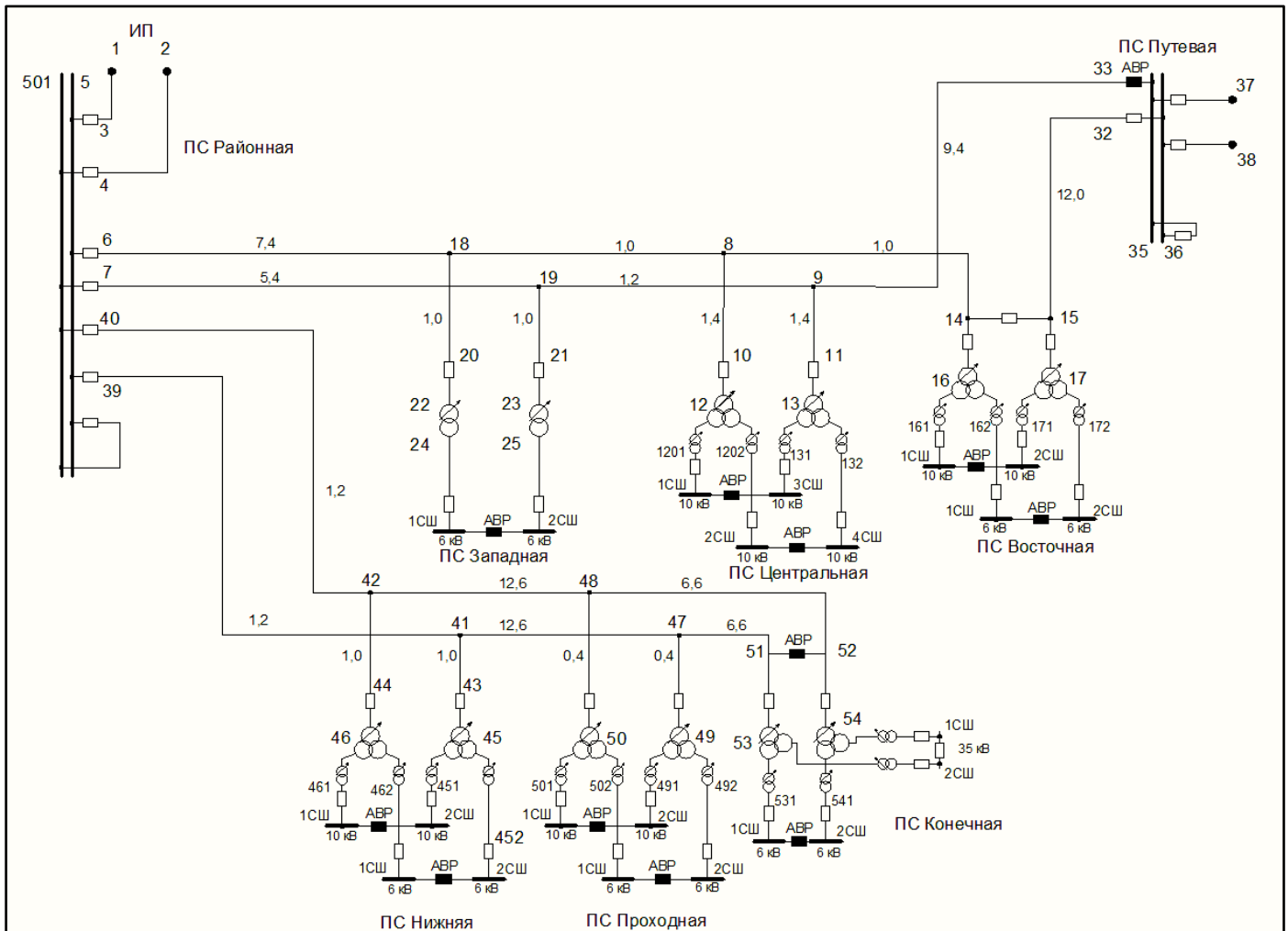


Рис. 2. Расчетная схема района электрической сети с использованием универсальной модели

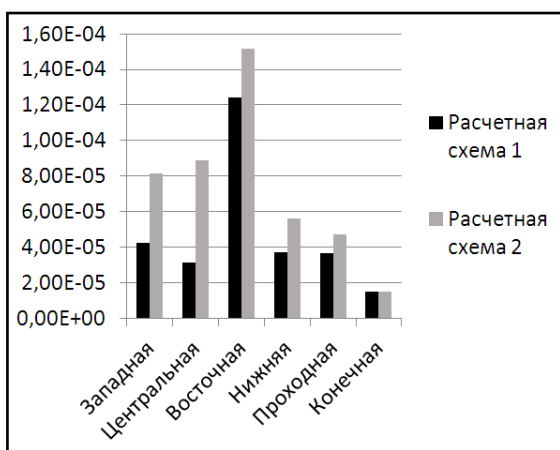


Рис. 3. Сопоставление результирующих вероятностей отказов

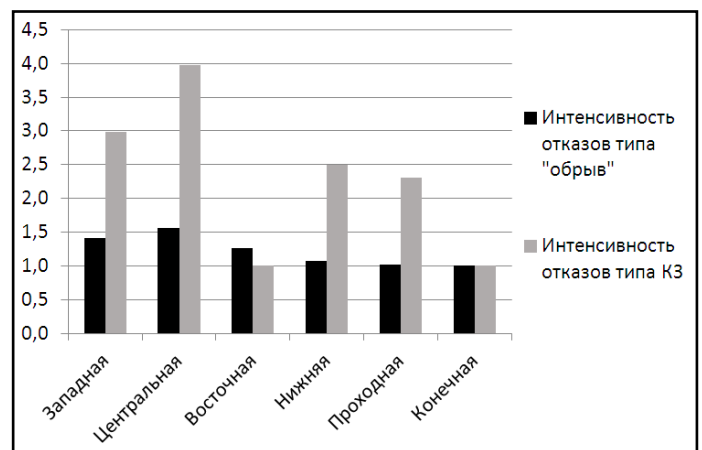


Рис. 4. Изменение интенсивностей отказов узлов

Ожидаемый годовой недоотпуск электроэнергии, рассчитанный для секций 10 кВ потребительских подстанций (табл. 5), позволяет оценить уточнение результатов расчетов вследствие использования универсальной модели трансформаторов. Сделать это можно как по конкретной

подстанции, так и в целом по анализируемому фрагменту электрической сети. В частности, увеличение ожидаемого недоотпуска по потребительским подстанциям составляет от 2 до 75%. При этом в среднем по фрагменту сети увеличение составляет 44%.

Таблица V. НЕДООТПУСК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, МВт ЧАСОВ

Подстанция	Расчётная схема 1	Расчётная схема 2
Западная	7,8	13,7
Центральная	2,8	6,9
Восточная	9,8	11,8
Нижняя	8,2	12,5
Проходная	13,0	16,7
Конечная	4,1	4,2
Суммарный недоотпуск	45,7	65,8

IV. ВЫВОДЫ

1. Расчеты структурной надежности, выполненные с использованием встроенных в программу «Струна» моделей трёхобмоточных трансформаторов, формируют для отдельных фрагментов электрических сетей в соответствующих эксплуатационных режимах несколько завышенную оценку безаварийности.

2. Получены и апробированы расчетные модели, которые позволяют учесть специфику работы трехобмоточных силовых трансформаторов и трансформаторов с расщеплением, исключить погрешности результатов анализа структурной надежности для стандартных конфигураций электрических сетей и режимов эксплуатации.

3. Использование в расчетной схеме ветвей, обладающих свойством направленного транзита электрической мощности, позволяет получить более адекватное распределение между составляющими интенсивностей отказов узлов.

4. Уточнение результатов расчетов в оценке ожидаемого годового недоотпуска электроэнергии потребителей подстанций анализируемого фрагмента электрической сети составило более 40 %.

5. Универсальная модель трёхобмоточного трансформатора и трансформатора с расщеплением может быть рекомендована для расчетов структурной надежности реальных распределительных электрических сетей.

6. Необходимо продолжить работу с целью последующего включения универсальной модели трансформатора в состав встроенных в программу «Струна» расчетных моделей основного оборудования.

Список литературы

- [1] Обоскалов В.П. Структурная надежность электроэнергетических систем: учеб. пособие. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – 194 с.
- [2] Котов О.М., Сандаков Я.В. Моделирование трехобмоточных трансформаторов в расчетах структурной надежности электрических сетей // Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии: 4-я Международ. науч.-практ. конф. Екатеринбург, 2015. – С. 59–62.
- [3] Котов О.М., Сандаков Я.В. Оценка моделей трехобмоточных трансформаторов в задаче анализа структурной надежности электрических сетей // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: сборник материалов Всерос. студенческой олимпиады, науч.-практ. конф. и выставки работ студентов, аспирантов и молодых ученых. – Екатеринбург, 2015. – С. 201–204.
- [4] Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
- [5] Герасимов В.Г. и др. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии. – М.: МЭИ, 2004. – 964 с.

Передача больших мощностей на дальние расстояния переменным и постоянным током

В.И. Лукьянов, Е.А. Русаков

ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова»
Новочеркасск, Россия
zlip789@mail.ru, evgeruss@yandex.ru

Развитие межсистемных электропередач (ЭП) 500–1150 кВ для повышения эффективности и надежности параллельной работы ОЭС Сибири с энергосистемами Европейской части ЕЭС (ЕЕЭС) является одной из стратегических задач электроэнергетики. В Сибири существуют значительные потенциальные возможности по созданию избытков электроэнергии, которые могут быть привлечены в ЕЕЭС. Привлечение электроэнергии из Сибири в ЕЕЭС наряду с сооружением АЭС и ТЭС будет обеспечивать комплексный характер развития ЕЭС. При современном уровне развития техники передачи электроэнергии проблема сверхдальнего транспорта может быть решена с помощью ЭП сверхвысокого напряжения (СВН) как постоянного, так и переменного тока. В данной статье произведено сравнение эффективности линий переменного тока классом напряжения 750 и 1150 кВ и линий постоянного тока ± 400 , ± 750 кВ, рассмотрены их плюсы и минусы при использовании в равных условиях при передаче большой мощности на дальние расстояния.

Ключевые слова: передача переменным током, передача постоянным током, сверхвысокое напряжение, полуволновые ВЛ.

Transfer high-power long-distance AC and DC

V.I. Lukianov, E.A. Rusakov

South-Russian State Polytechnical University (Novocherkassk Polytechnical Institute) n. a. M.I. Platov
Novocherkassk, Russian Federation
zlip789@mail.ru, evgeruss@yandex.ru

The development of inter-system power transmission (LEP) of 500-1150 kV to increase the efficiency and reliability of the UES of Siberia parallel operation with power systems of the European part of the EEC (EEES) is one of the strategic objectives of the power energy. In Siberia, there is considerable potential for the creation of power energy surplus that can be attracted in the EEES. Bringing electricity from Siberia to the EEES, along with the construction of nuclear power plants and thermal power plants will provide complex nature of EU. At the present level of power transmission method development, long-distance transportation problem can be solved by EP EHV (SVN) both DC and AC. In this article the comparison efficiency of the voltage class of 750 and 1150 kV AC lines and DC lines ± 400 , ± 750 kV is made. Their pros and cons of using of equal conditions in the transmission of high power over long distances are considered.

Keywords: transfer of an alternating current, direct current transmission, ultra-high voltage overhead line half-wave.

1. ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетические системы во всех странах мира, в том числе и в РФ, развивались и продолжают развиваться от изолированных локальных систем, питающих местные нагрузки, к мощным энергообъединениям, связывающим электрические станции и потребителей в сеть переменного тока. На определенном этапе в силу некоторых технико-экономических преимуществ появились передачи постоянного тока. Объединение энергосистем на параллельную работу объективно обусловлено рядом причин, среди которых главными являются следующие.

1. Возможность взаимного резервирования, что приводит к повышению надежности энергоснабжения. При этом резервная мощность в объединенной энергосистеме (ОЭС) меньше, чем их сумма в разрозненных энергосистемах.

2. Обеспечение транспорта электрической энергии вместо транспорта топлива по железной дороге, нефте- и газопроводам, что в ряде случаев оказывается экономически более оправданным. Дело в том, что месторождения

дешевых видов топлива и расположение гидроэнергетических ресурсов, как правило, не совпадают с центрами промышленного развития и потребления электроэнергии. Например, в РФ около 75 % всего промышленного потенциала и населения сосредоточено в Европейской части страны и на Урале, а 80 % энергоресурсов сосредоточено в Сибири.

3. Суммарная установленная мощность в ОЭС может быть существенно меньше, чем сумма максимумов электропотребления в отдельных ЭЭС. Особенно этот эффект проявляется при объединении систем, расположенных в разных часовых поясах. Энергосистемы Центра, Урала и Сибири получают возможность отдавать избыточную мощность в ночное время и покрывать свою нагрузку в дневные часы максимума за счет соседних энергосистем.

4. Снижение суммарных затрат на выработку и передачу электроэнергии за счет экономического распределения нагрузки между параллельно работающими электростанциями.

Преимущества связей между ЭЭС, а также необходимость передачи электроэнергии от удаленных источников к центрам электропотребления привели к появлению дальних электропередач сверхвысокого напряжения (ДЭП СВН).

Сейчас протяженные кабельные и воздушные линии ППТ – обычное дело, они составной частью входят в энергосистемы развитых стран, а преобразовательные устройства, включающие так называемые вставки постоянного тока, – почти обязательный элемент систем управления потоками мощности между сетями переменного тока, которые продолжают оставаться основным транспортом для передачи электроэнергии. В России есть только одна работающая линия передачи и одна вставка постоянного тока. Наша страна, более сорока послевоенных лет лидировавшая в этой области, после почти двадцатилетнего простоя оказалась в числе отстающих и сейчас только приступает к разработке собственных технологий, попутно осваивая чужие.

II. КРАТКОЕ СРАВНЕНИЕ ЛИНИЙ ПОСТОЯННОГО И ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Как известно, в настоящее время для выработки электрической энергии, ее передачи на расстояние, распределения и потребления используется переменный ток. Это объясняется, прежде всего, способностью переменного тока к трансформации, т.е. изменению напряжения с помощью достаточно простых аппаратов – трансформаторов, а также и тем, что электродвигатели переменного тока по своей конструкции значительно проще и, следовательно, надежнее электродвигателей постоянного тока.

Кроме того, большое значение имеет и тот фактор, что на переменном токе, дважды в период принимающем нулевое значение, возможно создание выключателей, способных отключать большие рабочие токи и токи коротких замыканий. Значения последних могут достигать десятков килоампер при напряжениях в сотни киловольт. На постоянном токе создание выключателей высокого напряжения встречает большие трудности, до настоящего времени эта задача полностью не решена.

Благодаря этому переменный ток используется везде и всюду, за исключением некоторых промышленных производств и электрического транспорта. И, тем не менее, в последние десятилетия электроэнергетики разных стран все чаще применяют постоянный ток для решения ряда задач, в том числе связанных с передачей электрической энергии на большие расстояния.

Для воздушной линии переменного тока существует зависимость максимальной передаваемой мощности от ее длины – чем длиннее линия, тем меньше предельная мощность, которую можно по ней передать; это одна из причин, ограничивающих допустимую длину такой линии.

Воздушная линия постоянного тока не имеет такого ограничения, поэтому линия постоянного тока может иметь любую длину и передаваемую мощность, которые диктуются практической целесообразностью. Возможные ограничения – допустимые потери на нагрев проводов и пропускная способность используемой аппаратуры.

III. ПРЕИМУЩЕСТВА ЛИНИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Повышение мощностей электропередач, мощностей ЭЭС переменного тока, территориальное расширение зо-

ны централизации электроснабжения ставят перед энергетиками сложные проблемы. К ним относятся:

- трудности управления потоками электрической энергии в межсистемных связях (МСС), так как коэффициенты управляемости потоками между ОЭЭС обратно пропорциональны их вращающим моментам;
- распространение аварийных возмущений на все синхронно работающие генераторы, что приводит к усложнению организации противоаварийной автоматики и повышению вероятности каскадного развития аварий;
- распространение отклонений частоты на большие территории даже при локальных причинах их проявлений;
- повышение мощности токов короткого замыкания (ТКЗ), приводящее к необходимости замены выключателей на более мощные и дорогие;
- увеличение внутренних перенапряжений в высоковольтном оборудовании;
- возрастание отрицательных эффектов коронирования – потеря мощности и энергии, радио- и тепловых шумов проводов;
- увеличение габаритов опор и ширины полосы отчуждения ВЛ.

Применение постоянного тока позволяет снять или уменьшить перечисленные выше трудности. ППТ имеют следующие основные преимущества перед передачами переменного тока:

- реактивные параметры электропередачи не оказывают существенного влияния на потери напряжения и мощности, поэтому они меньше при прочих равных условиях;
- уменьшение тока, передаваемого по линии за счет отсутствия реактивной мощности;
- обеспечение возможности несинхронной работы связываемых ЭЭС;
- отсутствие ограничения передаваемой мощности по условиям устойчивости;
- сокращение числа проводов в линии от трех до двух при возможности работы одним проводом через «землю»;
- уменьшение изоляционных промежутков при одинаковых номинальных напряжениях; более равномерное распределение напряженности электрического поля вдоль гирлянды; уменьшение за счет этого длины и веса гирлянды изоляторов;
- возможность применения более простых конструкций опор ВЛ (одноствоечных вместо двухствоечных), например, в ППТ Волгоград – Донбасс (800 кВ) это дает снижение веса опоры до 4,3 т по сравнению с 7,3 т в передаче 500 кВ Куйбышев – Москва;
- уменьшение числа расщеплений проводов; снижение гололедной нагрузки, как следствие – возможность уменьшения сечения стального сердечника проводов;

- выполнение вентильными преобразователями функций быстродействующего выключателя и регулятора напряжения;
- отсутствие влияния передачи на мощность к. з. в приемной системе;
- возможность применения повышенных напряжений в кабельных линиях; особенно эффективно применение ППТ становится при пересечении водных пространств кабельными линиями;
- эффективность сооружения электропередач на расстоянии, близкие к 1500 км (четверть длины волны переменного тока 50 Гц), когда в передаче переменного тока приходится ставить большие мощности реакторов и батарей статических конденсаторов для изменения ее параметров в целях повышения пропускной способности и регулирования напряжения;
- эффективность передачи мощности от ГЭС, у которых повышается КПД за счет выбора оптимальной скорости вращения ротора гидрогенератора;
- отсутствие эффекта перенапряжений на конце линии, находящейся на холостом ходу.

Конечно, технико-экономические преимущества ППТ в значительной мере гасятся, во-первых, ущербом из-за ухудшения качества электроэнергии, связанного с появлением высших гармоник при преобразовании электроэнергии из постоянного в переменный ток, во-вторых, большими затратами на преобразовательное оборудование

и на дополнительные устройства (фильтры), компенсирующие ухудшение качества электроэнергии в приемной системе.

Высокая стоимость выпрямителей и инверторов приводит к тому, что ППТ становятся экономически оправданными лишь при больших длинах передачи, исключая вынужденные решения, связанные с применением кабельных подводных передач глубокого ввода и вставок постоянного тока (ВПТ). Это же обстоятельство практически исключает возможность промежуточных отборов мощности. Критическая длина волны, после которой становится выгодным применение ППТ по сравнению с передачей переменного тока, зависит от стоимости преобразовательного оборудования. Совершенствование и развитие тиристорной техники постоянно снижает эту величину.

Из различного рода расчетов видно, что экономические характеристики ППТ становятся лучшими при длинах более 1000 км.

Список литературы

- [1] Ананичева С.С., Бартоломей П.И., Мызин А.Л. Передача электроэнергии на дальние расстояния. – Екатеринбург: УГТУ–УПИ, 1993. – 80 с.
- [2] Основы современной энергетики: учебник для вузов: в 2 т. / под общ. ред. чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Издат. дом МЭИ, 2008.
- [3] Современная электроэнергетика / под ред. проф. А.П. Бурмана и В.А. Строева. – М.: Издат. дом МЭИ, 2008. – 632 с. (Основы современной энергетики: в 2 т. Т. 2).

Проблема возникновения апериодической составляющей тока при использовании элегазовых выключателей на линиях с шунтирующими реакторами

Н.О. Маркова
НГТУ
Новосибирск, Россия

Широкое применение элегазовых выключателей, установленных в сетях с эффективным заземлением нейтрали, выявило ряд проблем при их эксплуатации. В частности, наличие в отключаемом токе апериодической составляющей, затухающей в течение длительного времени, может привести к разрушению дугогасительного устройства. Чаще всего такая ситуация возникает при одностороннем включении под напряжением воздушной линии (ВЛ) с шунтирующими реакторами (ШР) на однофазное короткое замыкание (КЗ). В статье рассмотрено влияние параметров системы, линии и реакторов на апериодическую составляющую тока выключателя, проведен анализ мер подавления апериодической компоненты.

Ключевые слова: элегазовые выключатели, апериодическая составляющая тока, переходные процессы, шунтирующие реакторы.

The issue of emergence of an aperiodic component of current during operation of the gas-insulated switch on the overhead power lines with shunt reactors installed

Natalya Markova
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia

The widespread use of gas-insulated circuit breakers in the power network with effective grounding of a neutral revealed a number of problems during the circuit breakers operation. Particularly, the long attenuation of the aperiodic component in the breaking current can cause destruction of the arc control device. Similar situation is often when overhead power transmission line is under tension with the shunt reactor and unilateral included on single-phase short circuit. The article contains research on the influence of the line, the reactor and the system parameters on the aperiodic component of current. The article also contains analysis of the methods of limiting an aperiodic component.

Keywords: gas-insulated circuit breakers, aperiodic component of current, electromagnetic transition processes, shunt reactors.

I. ВВЕДЕНИЕ

В последнее время элегазовые выключатели получили широкое применение, что продиктовано рядом преимуществ, а именно: значительным сокращением эксплуатационных затрат, повышенным ресурсом работы, долгим сроком службы. Однако после замены воздушных выключателей в 2007 – 2011 гг. на элегазовые в энергосистемах России и Казахстана произошел ряд аварий с разрушением элегазовых линейных выключателей 500–750 кВ, установленных на линиях с шунтирующими реакторами. Аналогичные аварии наблюдались в энергосистеме Кыргызстана. По результатам расследования, причиной аварий являлось длительное неотключение полюсом выключателя медленно затухающей апериодической составляющей. При этом длительное горение дуги в межконтактном промежутке выключателя привело к перегреву дугогасящего газа и повышению давления в камере, что привело к взрыву полюса [1].

В работе рассматривается влияние следующих параметров на апериодическую составляющую тока выключателя: длины линии, мощности системы, мощности реактора, режима работы.

Научная новизна работы состоит в исследовании влияния ШР на величину апериодической составляющей в отключаемом токе и опасность повреждения линейных элегазовых выключателей. Полученные результаты имеют несомненную практическую ценность при определении технических требований к элегазовым выключателям, устанавливаемым на ВЛ высших классов напряжения, в перспективе планируется продолжение исследований по данной проблеме.

II. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ И ВЛ

С физической точки зрения апериодическая составляющая появляется за счет невозможности мгновенного изменения тока через индуктивность реактора. Следовательно, неблагоприятные условия для коммутации будут наблюдаться при резком изменении состояния системы – циклы включения и дальнейшего отключения через малый промежуток времени. В реальности такие условия могут возникнуть при включении на не устранившееся КЗ и последующее отключение устройствами защитной автома-

тики, первичное включение ВЛ и дальнейшее отключение в связи с ложным срабатыванием защиты или КЗ.

В рассматриваемых элегазовых выключателях интенсивность дугогашения зависит от величины коммутируемого тока. Гашение дуги при коммутациях выключатели обеспечивают при прохождении тока через нулевое значение [2]. Причиной этого является принцип гашения дуги в дугогасительной камере автокапсционного типа. Во время горения дуга в некоторой степени блокирует поток элегаза через сопло. Горящая дуга характеризуется очень высокой температурой и мощным излучением тепла и начинает нагревать элегаз в ограниченном газовом объеме. Таким образом, давление внутри объема возрастает и приводит к взрыву полюса выключателя при длительной блокировке потока элегаза, причиной которой может стать медленно затухающая апериодическая составляющая тока [3].

Поскольку в токе через выключатель присутствует и вынужденная, и апериодическая составляющие, то их соотношение имеет принципиальное значение. В свою очередь, величина этих составляющих будет зависеть от параметров схемы, на которые влияют длина коммутируемой линии, мощность установленных реакторов и мощность системы. В случае, когда в токе доминирует апериодическая компонента, суммарный ток в выключателе может сравнительно долго не иметь «нулей», что создает трудности в его отключении.

Время, в течение которого апериодическая составляющая считается не опасной для выключателя, равно 80 мс после его включения. Такое значение получено путем сложения времени срабатывания устройств релейной защиты, принятым 40 мс, и полного времени отключения выключателя (≈ 40 мс) [4].

Рассмотрим влияние наиболее характерных параметров на форму тока через выключатель. Модель, созданная в MATLAB Simulink, представлена на рис. 1.

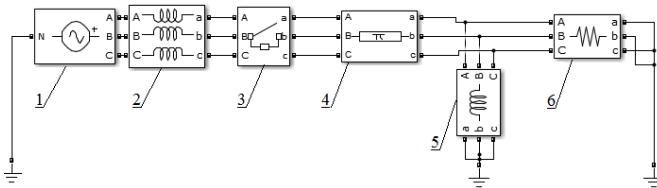


Рис. 1. Модель, имитирующая включение линии с реактором

В модели представлены следующие блоки:

1. *Трехфазный программируемый источник напряжения* – блок вырабатывает трехфазную систему напряжений с программируемыми во времени изменениями амплитуды, фазы и частоты, а также гармонического состава.
2. *Трехфазная взаимная индуктивность* – блок предназначен для моделирования трехфазной цепи с индуктивной связью между фазами.
3. *Трехфазный выключатель переменного тока 3Phase Breaker* – моделирует трехфазное устройство включения и выключения переменного тока.
4. *Линия электропередачи* – блок моделирует многофазную линию электропередачи.
5. *Трехфазная последовательная RLC-цепь 1* – моделирует трехфазную цепь, состоящую из трех RLC-цепей. В нашем случае использовалось только ак-

тивное сопротивление большого значения (10^8 Ом) для моделирования коммутации линии с одной стороны.

6. *Трехфазная последовательная RLC-цепь 2* – использовалась для имитации включения реактора.

Моделировалось включение ВЛ 500 кВ со следующими параметрами: индуктивность системы $L_1 = 0,06$ Гн, индуктивность реактора $L_2 = 4,8$ Гн, индуктивность линии $L_3 = 3,5$ мкГн/км, емкость линии $C = 11,9$ нФ/км, длина линии – 250 км.

А. Влияние мощности системы

В результате исследования влияния мощности системы было выявлено, что при уменьшении мощности системы (что соответствует включению системы с большим сопротивлением) время затухания апериодической компоненты меньше, а это положительно с точки зрения ее отключения (рис. 2). Так как при увеличении индуктивности системы пропорционально увеличивается и активное сопротивление системы, это сказывается на демпфировании и уменьшает время прохождения тока через нулевое значение.

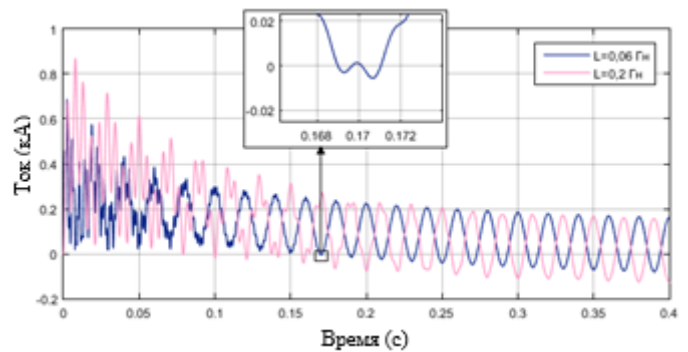


Рис. 2. Осциллограммы токов через выключатель при варьировании мощности системы

В. Влияние длины линии

Для рассмотрения принималось два варианта длин: 250 и 300 км. Из рис. 3 видно, что при коммутации более длинной линии затухание апериодической составляющей происходит быстрее, так как линия имеет большую зарядную мощность.

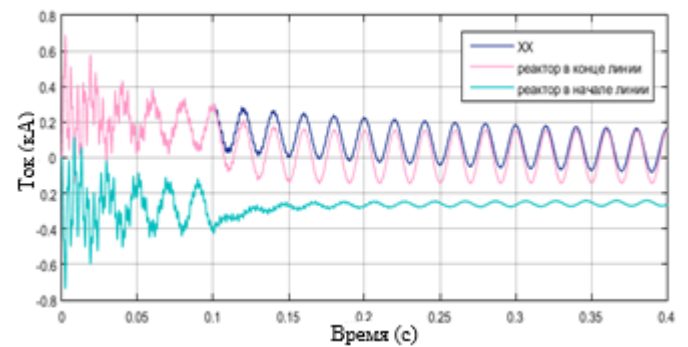


Рис. 3. Осциллограммы токов через выключатель при вариации длины линии

Моделирование происходило при одинаковом коэффициенте компенсации. При увеличении же зарядной мощности периодическая составляющая тока становится больше, что влияет на суммарный ток и время затухания.

С. Влияние мощности реактора

При исследовании моделировалось подключение одного и двух реакторов к концу коммутируемой линии. Увеличение мощности реакторов также изменяет соотношение между периодической и аperiodической составляющими в токе через выключатель. Периодическая составляющая имеет большее доминирование при включении $n = 2$, что сокращает время прохождения суммарного тока через ноль (рис. 4).

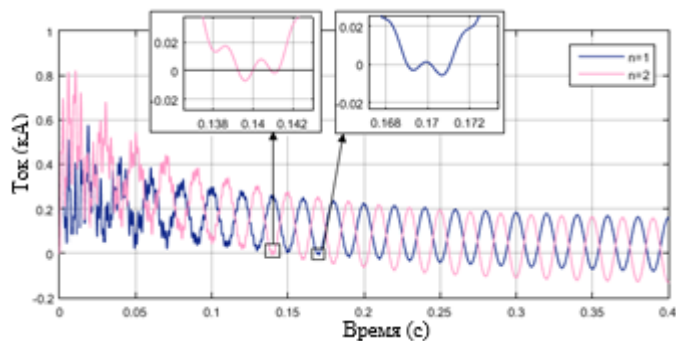


Рис. 4. Осциллограммы токов через выключатель при различных вариантах мощности реактора

Д. Влияние режима работы

Ранее рассматривалось включение линии лишь со стороны одной системы, учтем включение второй системы. При коммутации рассмотрим два случая расположения реакторов: в начале коммутируемой линии и в конце. Подключаемая система по принципу программируемого включения задана меньшей мощности.

Включение второго выключателя производилось в момент времени $t = 0,1$ с. Из рис. 5 следует, что при включении второй системы аperiodическая составляющая тока существенно снижается по сравнению с коммутацией холостой ВЛ. При замыкании контактов второго выключателя меняется схема питания ВЛ, что влияет на постоянное время затухания τ . Двустороннее включение ВЛ уменьшает τ , и затухание свободной составляющей происходит быстрее.

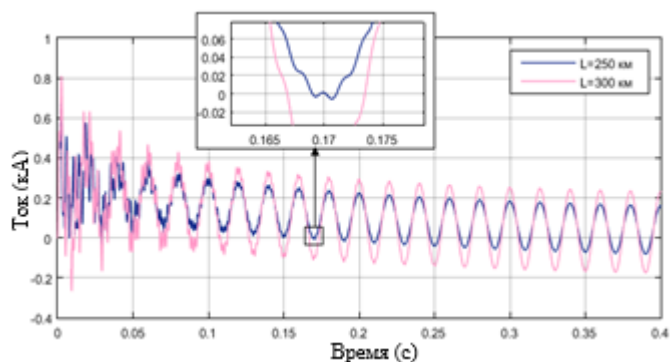


Рис. 5. Осциллограммы токов через выключатель при различных вариантах коммутации

Местоположение реактора также сказывается на величине τ . Скорость затухания аperiodической составляющей зависит от соотношения активного сопротивления и индуктивности цепи. Такое соотношение выше у ВЛ, чем у питающей сети, что уменьшает время затухания свободной составляющей при размещении реактора в конце коммутируемой линии [4].

Включение на не устранившееся короткое замыкание также вероятно при неуспешных циклах АПВ. В токе КЗ аperiodическая компонента сопоставима с вынужденной, и проблем с прохождением тока нулевых значений не возникает. Однако в токе реактора поврежденной фазы периодическая составляющая, обусловленная напряжением сети и параметрами схемы, отсутствует в связи с шунтированием фазы реактора местом КЗ. Присутствует аperiodический ток, замыкаемый по контуру «реактор – линия – точка КЗ – земля – реактор», который будет протекать, пока не затухнет или пока не погаснет дуга в месте повреждения [5, 6]. Исходя из этого, есть большая вероятность повреждения выключателя ШР.

III. МЕРЫ ПОДАВЛЕНИЯ АПЕРИОДИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

В настоящее время предложены следующие меры подавления аperiodической компоненты: включение линии при выведенных из работы реакторах, применение управляемой коммутации и выключателей с предвключаемыми резисторами. Рассмотрим их более подробно.

А. Коммутация с предварительно отключенными реакторами

Наиболее выгодной мерой является устранение причины появления медленно затухающей аperiodической компоненты. Осуществимо это при коммутации линии с выведенными из работы реакторами. Однако коммутация ВЛ 500–750 кВ с предварительно отключенным реактором имеет ряд особенностей и недостатков. Во-первых, коммутация ВЛ 500–750 кВ с отключенным ШР отчасти лишает смысла его установки на ВЛ, ведь основным назначением линейного ШР является ограничение на ВЛ повышенного напряжения промышленной частоты (и помощь ОПН в ограничении коммутационных перенапряжений). Кроме того, частые коммутации реакторов уменьшают ресурс реакторных выключателей и нежелательны для изоляции ШР. Во-вторых, в ряде случаев существует риск повреждения выключателей ШР аperiodическими токами.

В [6] рассматривается решение проблемы путем отказа от линейных реакторов. В сетях СВН основным назначением ШР является обеспечение приемлемых напряжений в режиме малых нагрузок (одностороннее питание линии) и обеспечение баланса реактивной мощности. При расчетах было выявлено, что для ВЛ 500–750 кВ без линейных реакторов, как правило, повышение напряжения еще приемлемо даже при длине ВЛ до 400 км. Установка линейных шунтирующих реакторов требуется, прежде всего, для более длинных ВЛ.

Если все же появляется необходимость в применении ШР для ВЛ длиной менее 400 км, то количество линейных реакторов следует выбрать на компенсацию не более 60–70 % зарядной мощности ВЛ, а остальную мощность компенсировать шинными реакторами.

В. Применение управляемой коммутации

Вследствие влияния момента коммутации, также как мера подавления может использоваться блок управляемой коммутации. При настройке замыкания контактов вблизи максимального значения сетевого напряжения аperiodическая составляющая тока будет иметь минимальное зна-

чение, что облегчит отключение. Эффективность данной меры зависит от точности настройки блока управляемой коммутации. В исследованиях [4] было установлено, что у присутствующих на рынке элегазовых выключателей точность коммутации не достаточна для линий с большой компенсацией зарядной мощности. Помимо вышесказанного, с точки зрения коммутационных перенапряжений настройка включения вблизи максимального значения напряжения даст максимальные перенапряжения при включении ВЛ.

С. Применение выключателей с предвключаемыми резисторами

Применение предвключаемых резисторов также предложено как мера борьбы с апериодической составляющей. Конструкция подразумевает два этапа коммутации. На первом включается резистор с сопротивлением R , демпфирующий переходной процесс. После его затухания начинается второй этап – шунтирование резистора. Однако значение сопротивления R должно быть сравнительно больше волнового сопротивления линии, величина которого используется для борьбы с коммутационными перенапряжениями. Согласно [4], при времени включения резисторов порядка 10 мс для ВЛ 500 кВ с одним реактором требуется резистор сопротивлением не менее 1400 Ом, при наличии двух реакторов – не менее 700 Ом. Поэтому использование такого способа включения влечет за собой два переходных процесса: при вводе в работу резистора и при его отключении. При величине резистора более 500 Ом его шунтирование вызывает переходной процесс с появлением новой апериодической составляющей, которая при последующем цикле отключения с большой вероятностью вызовет затруднение в ее отключении.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В большинстве из рассмотренных вариантов коммутаций наблюдаются проблемы с отключением апериодической компоненты, так как ее время затухания превышает

допустимые 80 мс. Это говорит о необходимости учета конфигурации линии и систем при планировании установки элегазового выключателя. В существующих же сетях при реконструкции в первую очередь следует обращать внимание на степень компенсации зарядной мощности линии реакторами. При высокой компенсации требуется принятие мер подавления апериодической компоненты.

Универсального метода защиты выключателей от повреждений вследствие не отключения полюсом апериодического тока нет. На линиях СВН при большой компенсации зарядной мощности блоки управляемой коммутации и выключатели с предвключаемыми резисторами не эффективны. Кроме того, их применение влечет повышенные коммутационные перенапряжения при включении линии в работу, поэтому данные меры защиты требуют предварительных расчетов и обоснований. Также следует рассмотреть вариант отказа от ШР.

Список литературы

- [1] Наумкин И.Е. Аварийные отказы элегазовых выключателей при коммутациях компенсированных ВЛ 500–1150 кВ // *Электричество*. – 2012. – № 10.
- [2] Евдокунин Г., Дмитриев М., Гольдштейн С., Иваницкий Ю. Высоковольтные ВЛ. Коммутации и воздействия на выключатели // *Новости ЭлектроТехники*. – 2008. – № 3(51).
- [3] Выключатели колонковые элегазовые АББ: Справочник покупателя. Издание 2, 2004–03.
- [4] Дмитриев М.В. Элегазовые выключатели 110–750 кВ. Методика выбора мероприятий по борьбе с апериодическими токами // *Новости ЭлектроТехники*. – 2012. – № 4(76).
- [5] Дмитриев М.В. Резисторы в нейтрали шунтирующих реакторов 330–750 кВ. Особенности применения // *Новости ЭлектроТехники*. – 2014. – № 6(90).
- [6] Дмитриев М.В. Требования к компенсации зарядной мощности ВЛ 500–750 кВ // *Новости ЭлектроТехники*. – 2013. – № 5(83).

Моделирование схем с высшими гармониками в среде MATLAB

В.С. Милых

ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Новосибирск, Россия

Энергоэффективность предприятий разных отраслей промышленности зависит от качественного электроснабжения. Действующие нормативно-правовые документы определяют требования к величине коэффициента искажения синусоидальной кривой напряжения и n -й гармонической составляющей напряжения.

Для исследования вопросов качества электроэнергии использовалось математическое моделирование в электронной среде Simulink системы MATLAB. Полученная модель позволяет оценить уровень высших гармонических составляющих (ВГС) и оптимальным образом подобрать системы компенсации ВГС. Использование полученной модели для проектирования позволит улучшить качество электроэнергии и, как следствие, повысить экономичность производственных процессов и срок службы некоторых видов оборудования.

Ключевые слова: высшие гармоники напряжения, качество электрической энергии, коэффициент искажения синусоидальности, фильтро-компенсирующее устройство.

Modeling of scheme with higher harmonics in MATLAB

Vadim Milyh

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation

The energy efficiency of large industrial enterprises directly depends on the quality of power supply. Existing regulatory documents define the requirements for the value of the distortion coefficient of sinusoidal voltage waveform and value of coefficient of n^{th} harmonic.

Mathematical modeling in Simulink MATLAB was used to study the issues of power quality. The obtained model allows us to estimate the level of the higher harmonic components (HCV), and accordingly, the best way to choose the methods of compensation of HCV. The implementation of this method will help to improve the power quality.

Keywords: voltage higher harmonics, quality of electric energy, waveform distortion factor, filter-compensating device.

I. ВВЕДЕНИЕ

В последние годы наблюдается повсеместное увеличение нелинейных нагрузок для сетей низкого и среднего напряжения. Рост мощности электроприемников с нелинейной характеристикой неизбежно приводит к повышению уровня высших гармоник (ВГ) в сети.

Во всем мире развиваются и совершенствуются методы контроля и управления показателями качества электроэнергии (ПКЭ). Нормативные документы в области регулирования и контроля ПКЭ постоянно обновляются [1].

Возрастающее количество приборов с нелинейной характеристикой связано с развитием производства современных силовых полупроводниковых элементов. Возможность их применения в различных преобразователях тока дало широкое распространение частотно-регулируемым двигателям. Частотно-регулируемые двигатели нашли применение во многих областях промышленности благодаря значительному снижению электропотребления и повышению энергоэффективности.

Исследование возможных уровней ВГ, возникающих при использовании частотных преобразователей (ЧП),

и их влияния на оборудование в существующих системах электроснабжения методами непосредственных замеров ПКЭ может быть осложнено множеством факторов. Разработка методик математического моделирования упростит анализ качества электроэнергии в различных инженерных системах.

Далее в работе на примере сети электроснабжения нефтедобывающей скважины разрабатывается математическая модель для изучения влияния ЧП на ПКЭ.

II. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Истощение разрабатываемых нефтяных пластов требует применения новых энергоэффективных подходов и сокращения существующих потерь. Применение ЧП в системах нефтедобычи для электропривода установок электроцентробежных насосов позволяет улучшить энергетические показатели этих установок и добиться заданных режимов работы, но появление ВГ в этих сетях приводит к ускоренному старению или полному выходу из строя электрооборудования.

Типовая схема электрооборудования для разработки нефтяной скважины представлена на рисунке. Погружае-

мый модуль, в котором размещается погружной насос вместе с электродвигателем привода типа ПЭД, получает трехфазное питающее напряжение по кабельной линии КППБ от повышающего трансформатора типа ТМПНГ. Напряжение, подаваемое на трансформатор, формируется двухступенчатым преобразователем, который входит в состав станции управления.

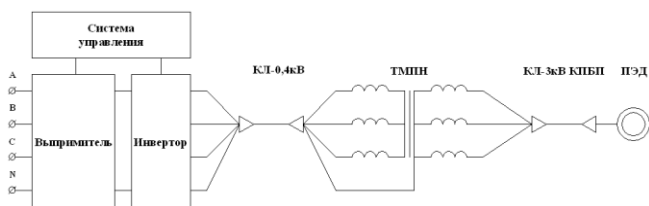


Схема электроснабжения скважины

Основным источником ВГ является двухступенчатый преобразователь тока, который состоит из выпрямителя и инвертора.

Для анализа ПКЭ в данной схеме выбираются следующие характерные точки:

- место присоединения станции управления к шинам подстанции (анализ искажения питающего напряжения);
- выходные зажимы станции управления (анализ формируемого напряжения и его влияния на повышающий трансформатор);
- вывода обмоток статора ПЭД (анализ питающего напряжения).

III. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СХЕМЫ В СРЕДЕ MATLAB

Для построения математической модели схемы электроснабжения скважины использовались стандартные функциональные блоки библиотеки SimPowerSystems программной среды Simulink MatLab.

Для реализации модели с помощью функциональных блоков был произведен расчет параметров всех элементов схемы. Некоторую сложность при расчете параметров погружных асинхронных двигателей представляет отсутствие справочных данных.

ЧП моделируется шестипульсным выпрямителем и двухуровневым автономным инвертором напряжения. Для управления инвертора используется широтно-импульсная модуляция.

Математическое моделирование проводилось для исследования установившихся режимов работы частотно-регулируемого привода и анализа влияния ВГ на форму

кривых напряжения в различных точках схемы при изменении мощности электропривода и отсутствии мер по ослаблению ВГ.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ВГ

Анализ результатов моделирования схемы показывает, что в точке присоединения станции управления к шинам 0,4 кВ значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения не превышает установленное стандартом [1] предельно допустимое значение $K_U = 12\%$. Однако необходим дальнейший анализ работы сети с учетом всего оборудования подстанции, так как наличие ВГ в схеме с конденсаторными установками даже при нормально допустимых значениях K_U может привести к значительному сокращению их срока службы.

Наибольшее искажение синусоидальности напряжения, превышающее предельно допустимые нормы в несколько раз, наблюдается на выходе ЧП, такое влияние ВГ на повышающий трансформатор ТМПНГ является недопустимым, и требуются меры по ослаблению уровня ВГ.

Несколько лучше показания в точке присоединения двигателя, но значения K_U также существенно превышают предельно допустимые нормы, что может вызывать дополнительный нагрев двигателя, а основной причиной отказа погружных электродвигателей является их перегрев.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На примере схемы электроснабжения нефтедобывающей скважины выявлены недопустимые уровни ВГ при применении частотно-регулируемого привода. Сформулирован вывод о необходимости дальнейшей разработки математических моделей для улучшения качества электроэнергии.

Дальнейшее изучение позволит:

- разрабатывать более сложные модели, учитывающие совместное влияние нескольких ЧП на работу подстанционного оборудования, такого как батареи конденсаторов, силовые трансформаторы и т.п.;
- проводить анализ качества электроэнергии и делать вывод о необходимости применения фильтрокомпенсирующих устройств в данных сетях, а также выполнять правильный выбор параметров этих устройств.

Список литературы

- [1] ГОСТ 32144-2013. Межгосударственный стандарт. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (EN 50160:2010, NEQ). – Введ. 2014.07.01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.

К вопросу о повышении качества планирования ремонтов электросетевыми организациями

А.А. Назаров

Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ
Смоленск, РФ

В результате реформирования электроэнергетики к ремонтам в распределительных электрических сетях все чаще стали привлекаться подрядные организации. Это привело к увеличению суммарного времени нахождения в ремонте воздушных линий (ВЛ), так как для проведения работ разными подрядчиками ВЛ зачастую выводятся в ремонт по нескольку раз, что приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей. В настоящее время отсутствуют механизмы, позволяющие стимулировать сетевые организации повышать качество планирования ремонтов. В статье предложен новый показатель, позволяющий оценить качество планирования ремонтов, и даны рекомендации по его применению при корректировке тарифов на передачу электроэнергии сетевым организациям.

Ключевые слова: ремонт в распределительных электрических сетях, показатель качества планирования ремонтов.

To the question about improving the quality of planning of repairs electric distribution networks

A.A. Nazarov

The Smolensk branch of System Operator of the Unified Power System
Smolensk, Russian Federation

As a result of reforming of electric power in electric distribution networks repairs are often performed by contractors. As a result the total repair time increased. Power distribution networks often appear in the repair several times to conduct different contractors, resulting in reduced reliability of electricity supply to consumers. Currently there is no economic incentive mechanisms electricity distribution network to improve the quality of planning of repair work, and administrative mechanisms do not always work. The proposed indicator of the quality of planning of repairs and recommendations for use this indicator as one of criteria for the adjustment of tariffs for electricity transmission networks.

Keywords: repairs electric distribution networks, analysis of performance of repairs of power grid organization, the indicator of the quality of planning of repairs.

Ежегодно в весенне-летний период Единая энергосистема России работает в сложных режимных условиях, обусловленных необходимостью выполнения большого количества ремонтов ЛЭП, энергетического и электротехнического оборудования. Обеспечение надежного функционирования ЕЭС России в период массового проведения запланированных ремонтных работ на объектах электроэнергетики требует качественного планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Наиболее значительное влияние на функционирование ЕЭС России оказывают ремонты оборудования в системообразующей сети 330–750 кВ. Однако ремонты оборудования распределительных сетей напряжением 110–220 кВ также вызывают существенные ограничения при планировании режимов.

В условиях плотного ремонтного графика особую значимость приобретает точное соблюдение объемов и сроков выполняемых ремонтных работ, а также взаимная ответственность субъектов электроэнергетики в вопросах реализации планового ремонта оборудования. Эти задачи осложняются тем, что в результате реформирования энергетики появилось значительное количество компаний,

которые в борьбе за улучшение финансовых результатов проводят постоянную оптимизацию ремонтного и оперативного персонала. Как результат этого, количество ремонтных бригад сокращается, к работам все чаще привлекаются подрядные организации, что, с одной стороны, позволяет организациям оптимизировать свою штатную численность, а с другой – предъявляет повышенные требования к организациям подрядчиков и проведению конкурсных процедур по их выбору.

Несоблюдение нормативных сроков ремонта на любом из энергообъектов приводит к изменению условий и возможных сроков ремонта на других объектах, в том числе, иных субъектов электроэнергетики, и в конечном итоге, может привести к:

- снижению надежности электроснабжения потребителей;
- срыву ремонтной компании;
- увеличению цены электроэнергии для потребителей, так как ряд линий ограничивает мощность, выдаваемую электростанциями, и перетоки мощности в сечениях;

- повышению потерь электроэнергии в сетях за счет нерационального распределения мощности.

Также немаловажным фактором, способным существенно повлиять на управление режимом и реализацию в полном объеме ремонтной компании, является значительный объем аварийных ремонтов.

Примером неоптимальной организации ремонтных работ может служить выполнение работ на одной из ВЛ 220 кВ в операционной зоне Смоленского РДУ. В 2015 г. воздушная линия выводилась в ремонт для выполнения линейных ремонтных работ трижды: с 13 по 17 июля (5 дней), с 1 по 2 октября (2 дня) и с 9 по 13 ноября (5 дней). Во всех случаях заявки были плановые, а перечень работ отличался незначительно. То есть сетевая организация не смогла в полном объеме выполнить работы на ВЛ в запрошенный изначально период, и ей пришлось завершать ремонт при выводе ВЛ повторно.

Другим частым отклонением является неготовность персонала сетевой организации (организаций, нанятых по подряду) к выполнению работ в заявленные сроки. Это влияет на объем и качество выполнения работ, а также может послужить причиной продления работ.

Для сетевых предприятий в операционной зоне Смоленского РДУ был произведен анализ выполнения ремонтов ВЛ 220 кВ за 2015 г. Информация представлена в таблице.

Анализ выполнения ремонтов ВЛ 220 кВ за 2015 г.	
Количество ВЛ 220 кВ, выводимых в ремонт для производства линейных работ, шт.	24
Количество поданных заявок, шт.	79
Количество продленных заявок, шт.	14
Планируемое время выполнения работ, дней	733
Фактическое время выполнения работ, дней	627

Анализ данных таблицы показывает, что недостатки при планировании и производстве ремонтов сетевыми организациями возникают достаточно часто. Так, на одну ВЛ 220 кВ приходится в среднем 3-4 заявки, из них количество плановых составляет примерно 73 %. Заявленные работы часто не удается выполнить в запланированные сроки, из-за чего приходится выполнять работы в более поздние периоды и повторно выводить ВЛ в ремонт. Фактическое время выполнения работ составляет 85 % от планируемого времени.

Возможность повторного вывода в ремонт оборудования в основном ограничивается только складывающимися режимными условиями, при соблюдении всех регламентов отсутствуют механизмы влияния на сетевые организации по оптимизации их ремонтных кампаний.

На сегодняшний день отношения между субъектами в электроэнергетике перешли на рыночные основы и наиболее эффективным методом влияния может быть именно экономический.

В настоящее время при расчете тарифов на передачу электроэнергии для сетевых организаций используются методические указания по расчету уровней надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной

(общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные приказом Минэнерго России от 29.06.2010 г. № 296. В них применяются два показателя: средняя продолжительность прекращений передачи электрической энергии и уровень качества осуществляемого технологического присоединения. Для этих показателей определены базовые значения и заданы целевые значения на следующие периоды. При невыполнении предусматривается корректировка тарифа по передаче электроэнергии.

Автором предлагается дополнить методические указания [1] новым показателем, оценивающим качество планирования ремонтов. Показатель качества планирования ремонтов сетевых организаций (КПР) может определяться следующим образом:

$$P = \frac{\sum_{i=1}^i T_{\text{факт_}i}}{\sum_{j=1}^j T_{\text{план_}j}},$$

где $T_{\text{факт_}i}$ – фактическое время выполнения работ по ремонту i -й ВЛ (по плановым и неплановым заявкам); $T_{\text{план_}j}$ – плановое время выполнения работ по ремонту ВЛ (по графику ремонта).

Если причина отклонения вызвана преждевременным окончанием ремонта (с выполнением всех работ), невозможностью его выполнения по климатическим условиям или другими обстоятельствами, наступление которых сетевая организация не могла предвидеть, то

$$T_{\text{факт_}i} = T_{\text{план_}j}.$$

Показатель качества планирования ремонтов сетевых организаций учитывает следующие составляющие:

- фактическое время ремонта ВЛ по отношению к плановому времени в годовом (месячном) графике ремонтов;
- количество фактических выводов в ремонт ВЛ по отношению к заявленному в годовом (месячном) графике ремонтов.

Для каждого предприятия на основе имеющихся статистических данных может быть рассчитано базовое значение показателя КПР и заданы целевые значения его улучшения. Применение вышеуказанного показателя позволит стимулировать сетевые организации к более качественному планированию ремонтов. Предложенный показатель может быть применен как системным оператором при оценке выполнения ремонтов сетевыми организациями при подготовке к ОЗП, так и Федеральной антимонопольной службой как один из критериев при установлении тарифов на передачу электроэнергии для сетевых организаций.

Список литературы

- [1] Методические указания по расчету уровней надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций. Утверждены приказом Минэнерго России от 29.06.2010 г. № 296.

Контроль технического состояния электротехнического оборудования с использованием измерительно-диагностического комплекса

М.Ф. Низамиев, Н.С. Низамиева
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Казань, Россия
marat.nizamiev.90@mail.ru

Разработан и создан измерительно-диагностический комплекс (ИДК) со специальным программным обеспечением для контроля технического состояния электротехнического оборудования. Проведены теоретические и экспериментальные исследования вибрационных характеристик опорно-стержневых изоляторов (ИОС) для определения их технического состояния с использованием ИДК. Предложена методика определения дефектов ИОС с использованием ИДК.

Ключевые слова: измерительно-диагностический комплекс, вибрационные характеристики, лазерный виброметр, контроль технического состояния.

Control the technical condition with electrical engineering equipment using measurement diagnostic

M.F. Nizamiev, N.S. Nizamieva
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russia
marat.nizamiev.90@mail.ru

Designed and developed measuring and diagnostic system (MDS), with special software for monitoring the technical condition of the electrotechnical equipment control the technical condition with electrical engineering equipment using measurement diagnostic. Theoretical and experimental studies of vibration characteristics of support-rod insulators (ISC) for the determining of their technical condition with the MDS. The method of determining defects in the ISC with the MDS.

Keywords: measuring and diagnostic equipment, vibration characteristic, laser vibrometer, control of the technical condition.

I. ВВЕДЕНИЕ

Контроль технического состояния электротехнического оборудования является важным путем повышения качества продукции и снижения эксплуатационных расходов. Современные методы контроля технического состояния электротехнического оборудования позволяют своевременно определять дефект на ранней стадии его зарождения, прогнозировать его развитие, а также определять объем технического обслуживания или ремонта [1]. Среди множества существующих методов контроля технического состояния наиболее объективным и чувствительным к дефектам, позволяющим применять компьютерные технологии является вибрационный метод [2].

Вибрационные характеристики электротехнического оборудования содержат достаточно большую информацию о техническом состоянии электротехнического оборудования, его узлов и деталей. Существующие методы вибрационной диагностики требуют совершенствования. Разработка и совершенствование методов вибродиагностики для определения технического состояния электротехнического оборудования является актуальной задачей.

II. ИЗМЕРИТЕЛЬНО-ДИАГНОСТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Для определения технического состояния электротехнического оборудования по параметрам вибрации на базе кафедры электроснабжения промышленных предприятий Казанского государственного энергетического университета разработан и создан измерительно-диагностический комплекс [3], который включает в себя измерительную аппаратуру и программно-алгоритмическое обеспечение.

Измерительная аппаратура включает в себя лазерный виброметр 2, многофункциональный модуль ввода-вывода 3, персональный компьютер 4 (рис. 1).

Программно-алгоритмическое обеспечение включает в себя программное обеспечение 5, разработанное в среде графического программирования LabVIEW 13.0.

Особенностью разработанной измерительной аппаратуры является применение в качестве измерительных датчиков лазерных виброметров. Лазерные виброметры позволяют дистанционно измерять параметры вибрации в различных точках изделия в опасной для персонала зоне (химически агрессивной, с высокой температурой, радиацией и т.д.), измерять параметры вибрации объектов малых размеров без предварительной подготовки поверхности объекта.

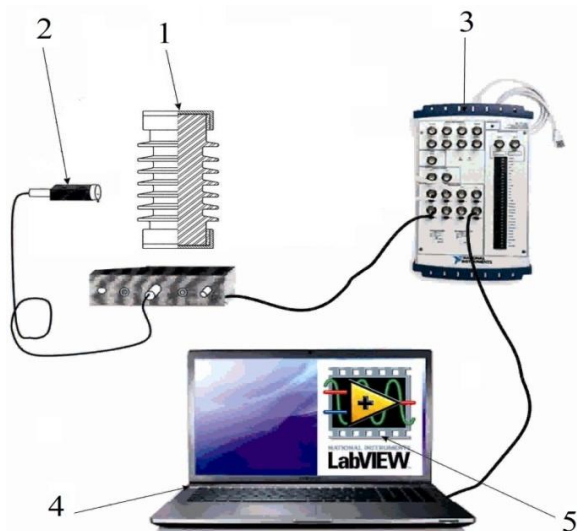


Рис. 1. Схема измерительно-диагностического комплекса: 1 – объект исследования; 2 – лазерный виброметр; 3 – многофункциональный модуль ввода-вывода; 4 – персональный компьютер; 5 – программное обеспечение National Instruments

Лазерные виброметры позволяют производить измерения колебаний в исследуемых точках контролируемого объекта на расстоянии до 30 м, а также исключить влияние многочисленных шумов работающих механизмов электро-технического оборудования на исследуемые колебания.

Основные параметры преобразователя:

- частотный диапазон – от 0,5 до 22 кГц;
- диапазон измеряемой виброскорости – 20, 100, 500 мм/с;
- динамический диапазон – не менее 90 дБ;
- расстояние до объекта – от 0,1 до 30 м;
- масштабный коэффициент – 5, 25, 125 мм/с/В.

Измерительная аппаратура регистрирует колебания и преобразовывает их в электрический сигнал, который поступает на многофункциональный модуль ввода-вывода, где оцифровывается и передается на персональный компьютер с установленным программным обеспечением. Оцифрованный сигнал, полученный от многофункционального модуля ввода-вывода, преобразовывается в амплитудный спектр с использованием процедуры быстрого преобразования Фурье и анализируется программно-алгоритмическим обеспечением.

III. ПРОГРАММНО-АЛГОРИТМИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНО-ДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Программно-алгоритмическое обеспечение ИДК состоит из объединенных в один пользовательский пакет следующих составных частей [4]:

- программы формирования эталонных спектров;
- программы сравнения спектров с эталоном;
- программы диагностики.

Все эти составные части объединены в одной интегрированной оболочке, обеспечивается протоколирование

работы с возможностью дальнейшего просмотра результатов записи и режимов обработки сигналов. Заключение о состоянии изделия делается в автоматическом режиме без участия пользователя, что исключает субъективизм в принятии решения.

Программа формирования эталонных спектров предназначена для формирования эталонного спектра исправного изделия и доверительного интервала для характеристики сравнения с уровнем доверительной вероятности 0,95. Эталонный спектр формируется по результатам испытаний достаточно большой партии исправных изделий, являющихся выборкой из генеральной совокупности, и включает наиболее общие характеристики вибрации. Для формирования эталонного спектра используется метод робастного взвешивания.

Программа сравнения спектров с эталоном предназначена для оценки отличий каждого исходного спектра записанных сигналов от эталонного спектра.

Программа работает в следующей последовательности:

- считывается файл эталона и сигналы датчиков;
- по каждому сигналу формируется спектр;
- для каждого спектра с использованием целевых функций сравнения вычисляются коэффициенты сравнения;
- определяется, находятся ли коэффициенты сравнения в границах доверительного интервала.

В качестве целевых функций сравнения спектров вибрационных сигналов в разработанных программах используются:

- площадь спектра;
- коэффициент корреляции;
- непараметрическая ранговая оценка Спирмена;
- оценка Имана – Коновера;
- статистика знаков Фишера.

Программа диагностики предназначена для оценки отличий текущего спектра сигналов от эталонного спектра в автоматическом режиме.

Для распределения изделий на «годное» или «дефектное» (рис. 2) используется подход, характерный для процедур отбраковки аномалий: программа интерпретирует совокупность вычисленных значений некоторой статистики (p_1, p_2, \dots, p_m) как множество измеренных значений некоторого абстрактного параметра и применяет к этой совокупности значений следующую процедуру:

- вычислить оценку медианного значения;
- вычислить оценку разброса S как среднее абсолютное отклонение;
- для заданного уровня значимости \bar{p} построить доверительный интервал:

$$\bar{p} \pm S \cdot t \left(1 - \frac{\alpha}{2}, m - 2 \right),$$

где $t(\alpha, m)$ – α -квантиль распределения Стьюдента с m степенями свободы.

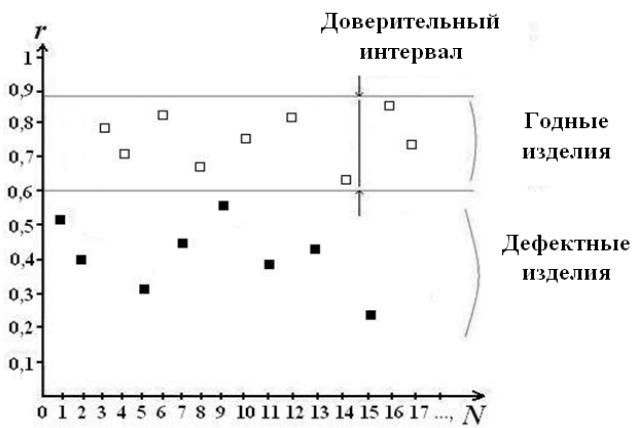


Рис. 2. Принцип построения решающего правила «годен-брак» на примере коэффициента корреляции Спирмена (r – коэффициент корреляции Спирмена; N – номер изделия)

Если коэффициенты сравнения лежат в границах доверительного интервала, то объект исследования признается «годным», если выходят за пределы доверительного интервала, то изделие признается «дефектным».

На программно-алгоритмическое обеспечение получено свидетельство о регистрации программы для ЭВМ [5, 6].

IV. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНФОРМАТИВНЫХ КРИТЕРИЕВ НАЛИЧИЯ ДЕФЕКТОВ

Для определения информативных гармоник спектра, характеризующих наличие дефектов, в среде программирования ANSYS были проведены численные эксперименты.

Применялся модальный анализ, расчет велся с использованием алгоритма Ланцоша. Тип рассматриваемого изолятора – ИОС-35-500-01.

В качестве дефектов рассмотрены:

- трещины ствола изолятора вблизи металлических колпаков (с 10, 50 и 80 %-м перекрытием от поперечного сечения ствола);
- трещины ребер изолятора (с 50 %-м перекрытием вдоль кривой моделирования).

Расчет проводился для различных комбинаций дефектов и вариантов креплений.

Анализ результатов расчетов подтвердил возможность контроля технического состояния ИОС по вибрационным параметрам. Рассмотренные дефекты приводят к изменению частот колебаний ИОС в широком диапазоне спектра.

Спектр вибрационных колебаний ИОС может во многом зависеть как от места съема, так и места возбуждения колебаний. Для регистрации 5 и 8 форм целесообразно поперечное расположение луча лазерного вибротметра относительно оси ИОС, а для регистрации 10 и 79 – продольное. Часть форм колебаний имеет локальный характер, например 56 и 88 формы.

Для одного и того же варианта расчета имеется ряд форм колебаний, отличающихся от соседних наибольшими отклонениями по частоте. Анализ вибрационных сигналов в этих частотных диапазонах позволяет исключить возможность перетока энергии колебаний между соседними формами, а значит, повысить достоверность контроля.

Проанализировав результаты расчетов и формы колебаний, в качестве таких информативных частотных диапазонов можно выделить следующие:

- от 0,2 до 4,5 кГц;
- от 9,5 до 11,5 кГц;
- от 12,6 до 15,3 кГц.

Результаты, полученные в ходе численного моделирования, не могут считаться окончательными и требуют экспериментального подтверждения и дополнения на натурных образцах.

V. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ С ОПОРНО-СТЕРЖНЕВЫМИ ИЗОЛЯТОРАМИ

На базе лаборатории кафедры электроснабжения промышленных предприятий Казанского государственного энергетического университета проведены экспериментальные исследования с ИОС. Объект исследований – 20 бездефектных (эталонных) ИОС (ИОС-35-500-01). На одном ИОС был нанесен дефект в виде трещины ствола изолятора вблизи нижнего металлического колпака. Для получения информативных характеристик о состоянии объекта исследования производилось 10 измерений. В каждом измерении проводилось по 5 механических ударов. Возбуждение свободных колебаний производилось по нижнему колпаку ударником, выполненным в виде маятниковой системы, что обеспечивало совпадение силы и места удара соответственно условиям проведения эксперимента. Эталонный спектр и эталонные доверительные интервалы построены по 10 измерениям по 19 бездефектным и по 1 изначально бездефектному изолятору. Спектры бездефектного и дефектного ИОС представлены на рис. 3.

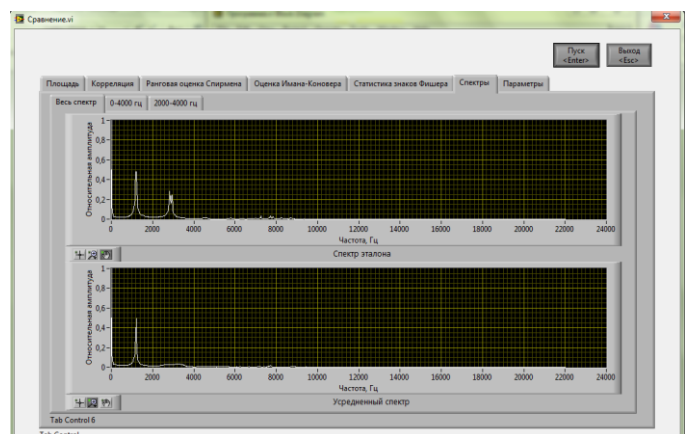


Рис. 3. Спектры бездефектного (сверху) и дефектного изолятора (снизу)

Проведено сравнение спектров на диапазоне частот от 2 до 4 кГц (рис. 4). В качестве сравниваемого параметра, характеризующего отличительные особенности текущих сигналов, выбран коэффициент корреляции.

По оси ординат на рис. 4 показаны значения коэффициентов сравнения, по оси абсцисс указаны номера механических ударов, точками обозначены значения коэффициентов сравнения по пяти механическим ударам для соответствующего ИОС, пунктирная линия – граница эталонного бездефектного доверительного интервала, сплошная линия – усредненный коэффициент корреляции.

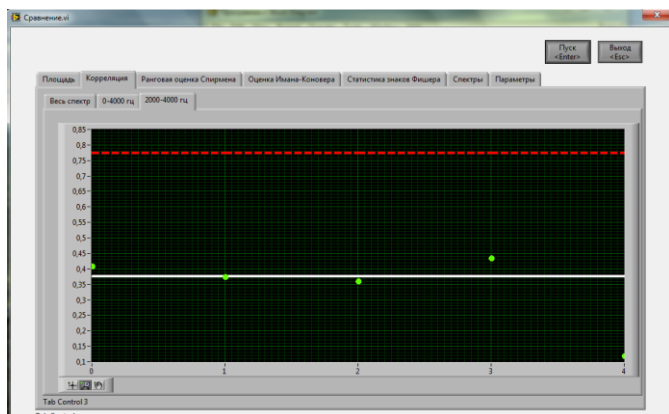


Рис. 4. Сравнение спектров по критерию коэффициент корреляции

Усредненный коэффициент корреляции дефектного изолятора на обоих участках (сплошная линия) лежит ниже границы доверительного интервала бездефектного изолятора (пунктирная линия), соответственно спектры на этом участке имеют наибольшие отличия, то есть контролируемый ИОС признан дефектным.

VI. Выводы

Таким образом, по результатам проделанной работы:

- 1) разработан и создан измерительно-диагностический комплекс для бесконтактного контроля технического состояния электротехнического оборудования;
- 2) разработано и создано программное обеспечение для диагностики электротехнического оборудования;
- 3) планируется дальнейшее формирование базы данных вибрационных характеристик различных типов ИОС (бездефектных и дефектных);

4) планируются дальнейшие экспериментальные исследования бездефектных и дефектных ИОС на действующих подстанциях. В результате проведенных исследований будет разработана методика экспресс-анализа технического состояния ИОС.

Анализ экспериментальных данных показал устойчивое определение дефектов в ИОС и подтвердил возможность применения ИДК для контроля технического состояния электротехнического оборудования.

Список литературы

- [1] Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / под ред. Клюева. – М.: Машиностроение, 1995. – 656 с.
- [2] Ившин И.В. Разработка тестовых и функциональных методов контроля изделий вооружения и военной техники по виброакустическим параметрам: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Казань: КВВКУ, 2009. – 36 с.
- [3] Низамиев М.Ф., Ившин И.В., Владимиров О.В., Ваньков Ю.В. Измерительно-диагностический комплекс для диагностики энергетических установок // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2014. – № 3-4. – С. 108–113.
- [4] Ваньков Ю.В., Ившин И.В., Загретдинов А.Р., Низамиев М.Ф. Программно-алгоритмическое обеспечение экспресс-контроля корпуса турбокомпрессора двигателя КамАЗ // Вестник технологического университета. – 2015. – Т. 18, № 5. – С. 141–143.
- [5] Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014613685. Программное обеспечение для анализа виброакустических сигналов / Ю.В. Ваньков, И.В. Ившин, А.Р. Загретдинов, Е.В. Измайлова, Р.Г. Халилов; зарег. 02.04.2014.
- [6] Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014613692. Программный комплекс для экспресс-контроля деталей двигателя КамАЗ / И.В. Ившин, Ю.В. Ваньков, Е.В. Измайлова, А.Р. Загретдинов, М.Ф. Низамиев; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «КГЭУ». – № 2014611426; заявл. 25.02.2014; зарег. 02.04.2014.

Анализ перспектив развития материалов для твердой изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов

К.С. Пантелеева, М.Ш. Гарифуллин
Казанский государственный энергетический университет
Казань, Россия
panteleeva.kseniya1993@yandex.ru

При эксплуатации в масляных трансформаторах протекают сложные физико-химические процессы, влияющие на твердую изоляцию. В частности, в масле образуются вода и кислоты, являющиеся агрессивными соединениями. В настоящее время на территории Российской Федерации используется в основном бумажно-масляная изоляция, которая сокращает период эксплуатации и затрудняет бесперебойную работу силовых маслонаполненных трансформаторов.

При анализе материалов для твердой изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов использовались литература и сайты известных зарубежных производителей. Методом исследования являлся анализ перспектив развития материалов. Результатом перспективных исследований явилось сравнение поведения новых и традиционных материалов при ускоренной деградации. В ходе проведения литературного обзора по современным материалам было выявлено, что перспективным развитием твердой изоляции является ламинирование. Также можно выделить нетканую бумагу из полифениленсульфида и ламинаты из неорганической изоляционной бумаги.

Ключевые слова: электротехника, энергосбережение, силовые маслонаполненные трансформаторы, изоляция, ламинирование.

Analysis of prospects of materials for solid insulation power oil filled transformers

Kseniya Panteleeva, Marsel Garifullin
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
panteleeva.kseniya1993@yandex.ru

When working in oil filled transformers occur complex physical and chemical processes that affect solid insulation. In particular, the oil is formed in water and acids, which are corrosive compounds. Currently on the territory of the Russian Federation is mainly used in oil-paper insulation, which reduces the period of operation and hinders smooth operation of the power oil-filled transformers.

In the analysis of materials for solid insulation of oil-filled power transformers used literature and websites of well-known foreign manufacturers. Method of the study was the analysis of prospects of development of materials. The result of the promising research was to compare the behavior of new and traditional materials under accelerated degradation. During the literature review on modern materials it was found that are promising for solid insulation is the lamination. You can also note the paper of non-woven polyphenylenesulfide and laminates of inorganic insulating paper.

Keywords: electrical engineering, energy efficiency, oil-filled power transformers, insulation, lamination.

Силовой маслонаполненный трансформатор является одним из важнейших элементов в энергосистеме, определяющих надежность электроснабжения. Отказ крупного силового трансформатора в работе может привести к аварии с широкомасштабными последствиями.

Изоляционная система силовых маслонаполненных трансформаторов лежит в основе организации надежного бесперебойного электроснабжения потребителей и является ключевым звеном, гарантирующим его безаварийную эксплуатацию.

Надежность работы трансформаторов главным образом связана с его сроком службы. Основная особенность трансформаторного оборудования в том, что срок службы

в большой степени определяется состоянием бумажно-масляной изоляции в процессе ее естественного старения и под воздействием внешних факторов.

Изоляция трансформаторов в различных её частях может быть подвергнута различным воздействиям, чаще всего нескольким сразу, а именно: электрическим, тепловым воздействиям, механическим усилиям и сложным воздействиям от химических процессов.

Многие дефекты трансформаторного оборудования связаны с обратимыми изменениями состояния изоляции: увлажнением, загрязнением, воздушными или газовыми включениями, засорением масла механическими примесями.

Обзор исследований по этой проблеме показывает необходимость учета большого числа факторов, влияющих на старение изоляции трансформаторов. Однако практическое использование вызывает существенные затруднения. Прежде всего, это связано с необходимостью проведения «вскрытия» трансформаторов (то есть проведения достаточно дорогостоящих капитальных ремонтов) для отбора проб бумажной изоляции и определения их степени полимеризации [3].

Исследования, посвященные старению бумажной изоляции трансформаторов, решают вопрос об определении износа изоляции, но не дают оценок ее остаточного ресурса. Степень полимеризации целлюлозной изоляции на начало рассматриваемого промежутка времени, температура наиболее нагретой точки изоляции, показатель скорости старения, зависящий от влагосодержания, наличие кислот – рост всех этих параметров приводит к очень большому увеличению скорости старения изоляции, которая носит переменный во времени характер, так как влияющие факторы существенно меняются в процессе эксплуатации [4].

В результате проведенного обзора литературы по современным материалам было выявлено, что перспективным развитием технологии производства твердой изоляции является ламинирование – технологический процесс покрытия изделия пленкой. Ламинирование предотвращает деформацию изделия, делает его водостойким, паронепроницаемым, придает твердость.

Ламинирование с использованием полиэфирной пленки повышает механическую прочность бумаги, способствуя тем самым улучшению технологичности применения высококачественных бумаг. В то же время эффект применения этой пленки является комплексным, так как способствует улучшению тепловых, механических, электрических характеристик бумаги, а также ее стойкости к воздействию ультрафиолетового излучения.

Среди предлагаемых типов ламинированных материалов можно отметить нетканую бумагу из полифениленсульфида, которая разработана для использования в условиях, требующих длительной эксплуатации при высоких температурах или стойкости к воздействию химических веществ, в том числе масел, растворителей, кислот, и её использования без последующей сушки. А также ламинаты из неорганической изоляционной бумаги, представляющие собой двух- или трехслойный композит, наклеенный на полиэфирную пленку.

Требования, предъявляемые к изоляции трансформаторов, сводятся к одному: изоляция должна выдерживать без повреждения все возможные в эксплуатации воздействия и удовлетворять нормам контрольных испытаний, позволяющих судить о прочности трансформатора в исходном его состоянии при выпуске с завода. А именно, твердые диэлектрики должны обладать малыми диэлектрическими потерями, высокой теплостойкостью, хорошей теплопроводностью, низким влагопоглощением, устойчивостью к воздействию высоких температур и стойкостью к воздействию масел и растворителей.

Список литературы

- [1] Алексеев Б.А. Продление срока службы изоляции силовых трансформаторов // Электро. – 2004. – № 3. – С. 25–29.
- [2] Бортник И.М., Верещагин И.П., Вершинин Ю.Н. Электрофизические основы техники высоких напряжений: учеб. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 543 с.
- [3] Васин В.П. Ресурс изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов / В.П. Васин, А.П. Долин // Электро. – 2008. – С. 12–17.
- [4] Лурье О.И., Мильман Л.И. Механические характеристики изоляционных материалов обмоток трансформаторов // Электротехника. – 1964. – С. 29–32.
- [5] Киреева Э.А. Диагностика силовых трансформаторов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2008. – № 9. – С. 59–64.

Анализ применения оптических измерительных трансформаторов тока

А.Е. Пивоваров, В.М. Сальникова, В.М. Дашков
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
diablo1306@gmail.com

Традиционные электромагнитные трансформаторы тока и напряжения, работа которых основана на законе электромагнитной индукции Майкла Фарадея, на протяжении долгого времени использовались в качестве измерительных инструментов. Вместе с совершенствованием технологий производители вынуждены заниматься модернизацией конструкции измерительных трансформаторов. В данном случае стоит обратить внимание на оптоволоконный измерительный трансформатор – альтернативу традиционному электромагнитному. В ходе исследования был проведен анализ работы оптических измерительных трансформаторов тока. Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось сравнение параметров традиционных ТТ и оптоволоконных ТТ. Последний работает на основе продольного магнитного оптического эффекта Фарадея (как и устройство оптического датчика тока). Обоснован характер работы оптических трансформаторов тока. Выявлены основные достоинства и недостатки ОТТ. Произведено сравнение метрологических характеристик традиционных и оптических ТТ. Выявлены различия в погрешностях, связанных с изменением первичного тока и нелинейностью амплитудной характеристики, а также в погрешностях характеристик вторичных нагрузок трансформаторов. В ОТТ стала возможна интеграция в измерительные и информационные системы с использованием дискретных, аналоговых и цифровых интерфейсов. Модернизированные конструкции измерительных трансформаторов тока на оптоволокне позволяют преобразовать световой сигнал с отсутствием явлений гистерезиса, магнитного насыщения и остаточного намагничивания, характерных для электромагнитных аналогов. Устройство полностью экологично и безопасно. ОТТ имеют малые весогабаритные параметры, что существенно упрощает их монтаж.

Ключевые слова: оптические трансформаторы тока, измерительные трансформаторы, погрешности характеристик, устройство оптического датчика тока, оптоволокно.

Analysis of optical measuring current transformers

A.E. Pivovarov, V.M. Salnikova, V.M. Dashkov
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation

Traditional electromagnetic current and voltage transformers, which are based on the law of electromagnetic induction Michael Faraday, has long been used as a measuring tool. Together with the improvement of technology manufacturers are forced to modernize the design of measuring transformers. In this case, you should pay attention to the fiber optic measuring transformer - an alternative to traditional solenoid. The study was an analysis of optical instrument transformers. The method of study in the performance of the experimental part was to compare the parameters of conventional CT and TT fiber. Last works on the basis of the longitudinal magnetic optical Faraday effect (as well as the optical current sensor device). Substantiated nature of the work of the optical current transformer. The basic advantages and disadvantages of OTT. The comparison of the metrological characteristics of traditional and optical CT. The differences in errors associated with a change in the primary current and non-linearity of the amplitude characteristic, as well as errors in the performance of the secondary load transformers. The OTT has become possible to integrate in measuring and information systems with the use of digital, analog and digital interfaces. Upgraded design of current transformers to convert optical fiber allow the light signal to the absence of hysteresis phenomena of magnetic saturation and residual magnetization characteristic of the electromagnetic counterparts. The device is fully eco-friendly and safe. OTT have low overall weight and dimensions parameters, which significantly simplifies installation

Keywords: optical current transformers, instrument transformers, the characteristics of the error, the optical current sensor device, an optical fiber.

Электрические станции в основном строятся вблизи природных источников энергии – залежей горючих ископаемых или водных потоков, вследствие чего их располагают далеко от городов и промышленных предприятий – главных потребителей электроэнергии. Экономичная передача большого количества электроэнергии на дальние

расстояния возможна лишь при достаточно высоком напряжении (не ниже 110 кВ), поскольку при более низком напряжении необходимы большие токи, и в таком случае потребуются провода слишком больших сечений, которые невозможно осуществить. Генераторы переменного тока, устанавливаемые на электростанциях, обычно выполня-

ются на напряжение 6 кВ. Их весьма затруднительно изготовить на напряжение больше 20 кВ. По этой причине высокое напряжение, необходимое для линий электропередач, дают трансформаторы.

Трансформатор – это статический электромагнитный аппарат, посредством которого переменный ток одного напряжения преобразуется в переменный ток другого напряжения той же частоты.

Явление поворота плоскости поляризации линейно поляризованного света в постоянном магнитном поле стало первым доказательством прямой связи оптических и электромагнитных явлений. В литературе встречаются различные наименования: «оптические», «магнитооптические», «оптоэлектронные», «оптоволоконные», «волоконно-оптические», «оптико-электрические» и другие подобные определения данных трансформаторов, преобразователей или датчиков тока. Указанные устройства не являются в традиционном смысле трансформаторами тока, а относятся, скорее, к виду передающих преобразователей, преобразующих переменный или постоянный ток большого масштаба в соответствующий ему измерительный сигнал иного рода.

Основными, ключевыми, элементами измерительного канала служат первичные измерительные устройства – датчики, преобразователи, трансформаторы тока и напряжения. Информация, считанная с них, используется в дальнейшем приборами учета, блоками релейной защиты и другим оборудованием станционной автоматики. Технический прогресс в области счетчиков электрической энергии привел к тому, что из простых индукционных устройств они превратились в сложные аппаратно-программные комплексы с мощной цифровой обработкой сигналов. Аналогичные процессы внедрения современной микропроцессорной техники происходят и в устройствах релейной защиты. В качестве же первичных измерителей (масштабирующих преобразователей) по-прежнему чаще всего выступают электромагнитные измерительные трансформаторы. Эти устройства давно используются в энергетике, претерпели множество конструктивных изменений, но, к сожалению, не избавились от недостатков, вытекающих из самой физической природы электромагнитных трансформаторов. К таким недостаткам можно отнести явления резонанса, гистерезиса, насыщения, остаточного намагничивания. Конструктивные особенности этих устройств приводят к тому, что зачастую сами они могут быть источниками аварий на энергообъектах. Эти недостатки и побуждали разработчиков искать новые подходы к построению высоковольтных преобразователей, которые были бы основаны на иных принципах работы. Наиболее перспективным и результативным в этом поиске оказалось направление, связанное с использованием

магнитооптических эффектов при разработке первичных датчиков тока и напряжения. На первый взгляд кажется, что свет и электричество – две совершенно разные, не взаимодействующие друг с другом материи. Этим объясняется, в частности, высокая электромагнитная помехоустойчивость волоконно-оптических линий связи (ВОЛС). Оптические трансформаторы тока известны уже достаточно давно, но на данный момент они не нашли широкого применения. Одним из главных недостатков ОТТ является большая, по сравнению с традиционными электромагнитными ТТ, стоимость. Однако оптические трансформаторы имеют ряд существенных преимуществ, которые полностью компенсируют этот недостаток. Рассмотрим их далее.

1. Широкая полоса пропускания сигналов (не менее 6 кГц) ОТТ позволяет производить полный анализ не только количества, но и качества электроэнергии в части гармоник (до 100 гармоник) и переходных процессов (для защиты).

2. Высокая помехоустойчивость к электромагнитным помехам позволяет монтировать изделия в сложной электромагнитной обстановке без ее предварительного анализа и коррекции. Оптические ТТ содержат сложные микропроцессорные преобразователи электрических сигналов в оптические и обратно, поэтому они будут обладать значительно более низкой помехоустойчивостью (по сравнению с традиционными ТТ), как и все устройства такого рода.

3. Долговечность и долговременная стабильность метрологических параметров изделий.

4. Низкая восприимчивость к изменениям температуры и вибрациям.

5. Оптические ТТ не насыщаются при больших токах.

6. Более экономичные затраты на эксплуатационное обслуживание по сравнению с элегазовыми и маслонаполненными изоляторами.

Совершенно очевидно, что оптоволоконные трансформаторы тока имеют определенные преимущества перед традиционными измерительными.

Список литературы

- [1] Петров Г.Н. Электрические машины: в 3-х ч. Ч. 1. Введение. Трансформаторы: Учебник для вузов. М.: Энергия, 1974.
- [2] Зырянова С. Единая сеть – единая страна // Новые контакты. 2007. № 12.
- [3] Некрашевич Е., Старостин Н. Волоконно-оптические датчики тока // Электронные компоненты. 2006. № 11.

Определение оптимальной конфигурации расщеплённой фазы для самокомпенсированных разомкнутых линий электропередачи

А.В. Пронищев, И.Н. Кривихин, Е.М. Шишков, В.Г. Гольдштейн
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
teyoma@bk.ru, krivihin@gmail.com, E.M. Shishkov@IEEE.org, vgg41@yandex.ru

Установки продольной компенсации являются неотъемлемым элементом сверхдальних передач переменного тока. Для целей организации продольной компенсации в предыдущих работах авторов предложен способ использования собственной ёмкости – построение разомкнутой линии электропередачи с расщеплённой фазой, составляющие которой электрически изолированы друг от друга таким образом, что часть составляющих подключена только к шинам источника питания, а часть – только к шинам потребителя. В настоящей работе рассмотрен вопрос определения оптимальной конфигурации расщеплённой фазы. Для анализа эффективности применения разомкнутых линий электропередачи использовались методы математического моделирования в среде MATLAB/Simulink с использованием библиотеки элементов SimScape SimPowerSystems. Исходными данными для анализа являлись геометрические конфигурации опор воздушных линий и параметры проводов марки АС. Выявлены наиболее эффективные конфигурации расщеплённой фазы разомкнутой воздушной линии по критерию наименьшей длины полной самокомпенсации в различных режимах работы линии. Даны рекомендации по применению разомкнутых линий электропередачи на различных классах напряжения. Установлено, что наименьшее значение длины полной самокомпенсации в разомкнутой линии достигается при максимально возможном, с учётом механической и электрической прочности внутрифазных распорок, сближении составляющих расщеплённой фазы. Внутрифазная продольная ёмкость разомкнутой линии определяется числом взаимных ёмкостных связей между составляющими расщеплённой фазы, образующими прямые и встречные проводники. Вследствие этого при проектировании разомкнутых линий следует уменьшать сечение одиночной составляющей расщеплённой фазы и увеличивать число составляющих.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, продольная компенсация, самокомпенсированная линия.

Determination of optimum configuration of split phase for self-compensated open transmission line

A.V. Pronitchev, I.N. Krivihin, E.M. Shishkov, V.G. Goldstein
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
teyoma@bk.ru, krivihin@gmail.com, E.M. Shishkov@IEEE.org, vgg41@yandex.ru

Installations of longitudinal compensation are an integral part of extremely long-range transmission of alternating current. In last author's research papers for the purposes of organization of longitudinal compensation was suggested method of using own capacitance – constructing open line of electrical transmission with split phase, which components are electrical insulated from each other in such a way, that a part of components is connected only to powersupply rail, and another part – only to consumer rail. In this work we consider optimum configuration of split phase. For analysis of open transmission line efficiency, we used methods of math simulation in evaluation environment MATLAB/Simulink using library elements SimScape SimPowerSystems. We used geometrical configurations of transmission line towers and characteristics of aluminium-steel conductors as initial data for analysis. We managed to identify the most effective split phase of open transmission line configurations basing on the minimum length of full self-compensation in different types of operating regimes. We gave recommendations about exploitation of open transmission lines for different voltage types. We found out that the minimum value of full self-compensation length in open transmission line attained with maximum approach of split phase components, keeping in mind mechanical and electrical strength of interphase spacer blocks. Interphase longitudinal capacitance of open transmission line measured by quantity of bilateral capacitance's couples between components of split phase, formed by forward and opposite conductor. As result for projection of open transmission line we should reduce wire section of single phase component and increase number of components.

Keywords: electrical transmission line, longitudinal compensation, self-compensated line

1. ВВЕДЕНИЕ

Установки продольной компенсации являются неотъемлемым элементом сверхдальних передач переменного

тока. Одним из способов достижения цели продольной компенсации – уменьшения продольной индуктивности воздушной линии (ВЛ) – является настройка линии на резонанс напряжений или резонанс токов. Эта идея была

предложена в работах И.И. Соловьёва и А.А. Вульфа [1] в первой половине XX века. Позднее профессором Н.Ф. Ракушевым был предложен способ реализации данной идеи – разомкнутая линия электропередачи, каждая фаза которой состоит из двух изолированных друг от друга проводников, один из которых (прямая составляющая) подключен к шинам передающей подстанции, а второй (встречная составляющая) – к шинам приёмной [2]. При этом каждый проводник, согласно идее Н.Ф. Ракушева, располагался на отдельно стоящих опорах. При достаточной длине линии взаимная ёмкостная проводимость, созданная между прямой и обратной составляющей, могла бы полностью скомпенсировать собственную индуктивность линии.

В работе [3] авторами предложена усовершенствованная конструкция разомкнутой ВЛ, выполненная по принципу расщепления фазы. В такой линии прямая и встречная составляющая расщеплённой фазы подвешены на одной траверсе и отделены друг от друга диэлектрическими распорками. При этом на одной опоре могут располагаться все три фазы разомкнутой ВЛ.

Использованный в работе [2] подход к исследованию разомкнутой линии предполагает отсутствие учета взаимного влияния соседних фаз и земли и соответственно полную симметрию всех фаз. В работе [4] авторами предложена математическая модель в фазных координатах, учитывающая принципиальную несимметрию разомкнутой ВЛ как трёхфазной системы, а в работе [5] – способ реализации этой модели в виде методик расчёта установившегося режима линии.

Целью данного исследования является определение действительных границ применимости предложенной в [3] конструкции разомкнутой ВЛ.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для анализа эффективности применения разомкнутых линий электропередачи используются методы математического моделирования в среде MATLAB/Simulink с использованием библиотеки элементов SimScape SimPowerSystems. Выполнен анализ режимов работы линий трёх классов напряжения (500, 750 и 1150 кВ) на холостом ходу. Сведения об анализируемых линиях представлены в табл. 1.

Таблица I. АНАЛИЗИРУЕМЫЕ ЛИНИИ

Класс напряжения, кВ	Конфигурация пролёта		
	Тип промежуточных опор	Высота подвеса фазы, м	Марка провода в фазе
500	Промежуточные опоры на оттяжках ПБ1	27,2	АС-700/86
750	Промежуточные опоры на оттяжках ПП750-1	35	АС-500/64
1150	Промежуточные опоры на оттяжках ПОГ1150-1	40,2	АС-330/43

Для каждого из анализируемых вариантов определялась оптимальная конфигурация расщеплённой фазы

(рис. 1): расстояние a между прямой (Π) и встречной (B) составляющими расщеплённой фазы, при котором эффективная длина общего участка b , на котором установлены диэлектрические распорки, была бы наименьшей. При этом эффективной длиной общего участка считается такая длина, при которой наблюдается явление полной самокомпенсации – нулевое падение напряжения в фазе разомкнутой ВЛ.

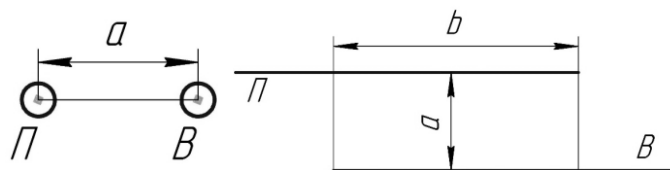


Рис. 1. К определению эффективной длины общего участка

После определения оптимального значения расстояния a выполнялось определение оптимального количества прямых и встречных составляющих в расщеплённой фазе, а также порядка их чередования.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты определения наименьшей эффективной длины общего участка для каждой из анализируемых линий представлены в табл. 2.

Таблица II. ЭФФЕКТИВНАЯ ДЛИНА ОБЩЕГО УЧАСТКА РАЗОМКНУТОЙ ВЛ С РАСЩЕПЛЕНИЕМ ФАЗЫ НА 2 СОСТАВЛЯЮЩИЕ

Расстояние a , м	Наименьшая эффективная длина общего участка b , км, при классе напряжения, кВ		
	500	750	1150
0,2	730	740	730
0,3	810	810	780
0,4	860	855	830
0,5	900	895	845
0,6	920	920	860
0,7	945	940	885
0,8	965	965	925
0,9	980	980	950
1	990	1000	970

Как видно из результатов анализа, для всех классов напряжения эффективная длина общего участка b уменьшается с уменьшением расстояния a . Расстояния менее 0,2 м не анализируются вследствие неосуществимости эффективной конструкции диэлектрических распорок длиной менее 0,2 м.

Так как по условиям короны для реальной ВЛ 500 – 1150 кВ необходимо обеспечить большее число составляющих в расщеплённой фазе, в работе проанализированы линии с числом составляющих в расщеплённой фазе, равным 4, 6 и 8 (рис. 2). Для каждой из этих конфигураций возможны различные способы расположения прямых (Π) и встречных (B) составляющих в фазе. В работе проанализированы как последовательное, так и чередующееся расположение проводников.

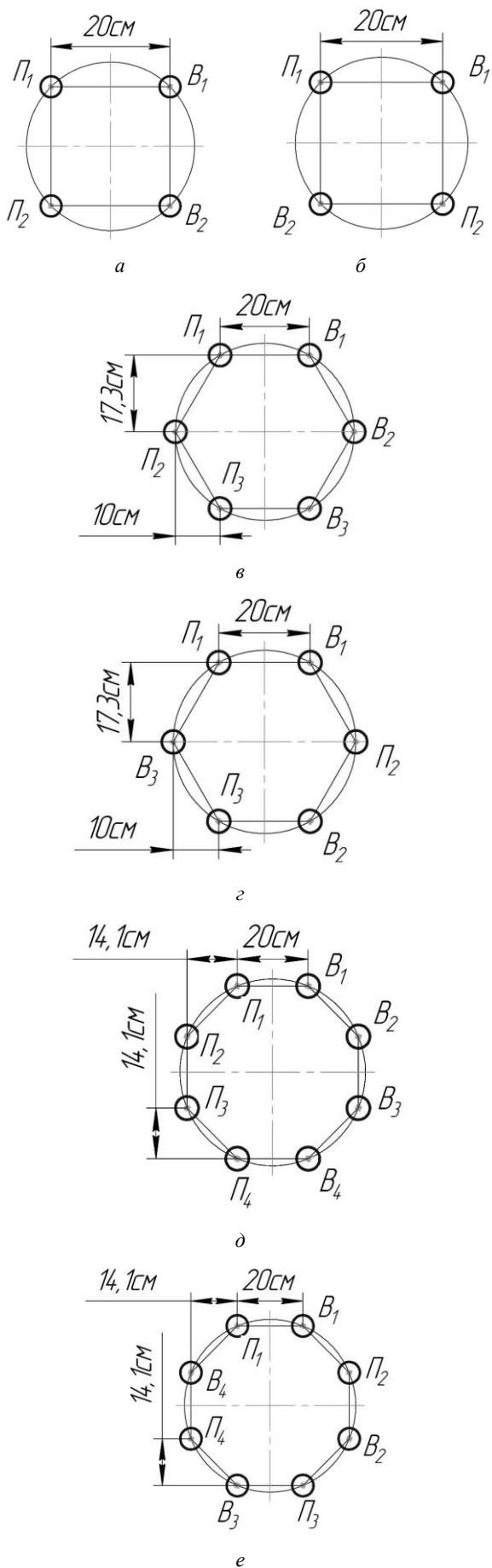


Рис. 2. Варианты расщепления фазы разомкнутой ВЛ

Результаты определения наименьшей эффективной длины общего участка для различного числа составляющих расщеплённой фазы приведены в табл. 3.

Таблица 3. Эффективная длина общего участка разомкнутой ВЛ с расщеплением фазы на 4, 6 и 8 составляющие

Конфигурация фазы (согласно рис. 2)	Наименьшая эффективная длина общего участка b , км, при классе напряжения, кВ		
	500	750	1150
А	610	615	620
Б	540	535	555
В	570	580	585
Г	500	415	445
Д	560	555	560
Е	400	410	420

При увеличении количества составляющих расщеплённой фазы увеличивается количество емкостных связей между прямыми и встречными проводниками, и, как следствие, увеличивается суммарная продольная емкость.

При чередующемся расположении прямых и встречных составляющих расщеплённой фазы емкостные связи между прямыми и встречными составляющими образуются на меньших расстояниях, и, как следствие, увеличивается суммарная продольная емкость общего участка.

Анализируя изменения эффективной длины общего участка для одной и той же конфигурации расщеплённой фазы на различных классах напряжения (рис. 3 – 5), можно отметить, что наименьшая эффективная длина практически одинакова для напряжений 500, 750 и 1150 кВ. Таким образом, применение разомкнутых ВЛ становится возможным, если необходимо обеспечить передачу электроэнергии на расстояние от 400 км.

Также можно утверждать, что предложенная в [2] конструкция разомкнутой ВЛ на отдельно стоящих опорах не применима, поскольку эффективная длина самокомпенсации для такой линии составила бы более 1000 км.

IV. Выводы

В работе проведен расчет значений эффективных длин общего участка разомкнутой воздушной линии электропередач для различных конфигураций расщеплённой фазы и трех классов напряжений. Эффективные значения длин общего участка разомкнутой ВЛЭП напрямую зависят от расстояния между составляющими расщеплённой фазы, а также количества и расположения составляющих расщеплённой фазы.

Установлено, что наименьшее значение длины полной самокомпенсации в разомкнутой линии достигается при максимально возможном, с учётом механической и электрической прочности внутрифазных распорок, сближении составляющих расщеплённой фазы. Внутрифазная продольная емкость разомкнутой линии определяется числом взаимных емкостных связей между составляющими расщеплённой фазы, образующимися прямыми и встречными проводниками. Вследствие этого при проектировании разомкнутых линий следует уменьшать сечение одиночной составляющей расщеплённой фазы и увеличивать число самих составляющих.

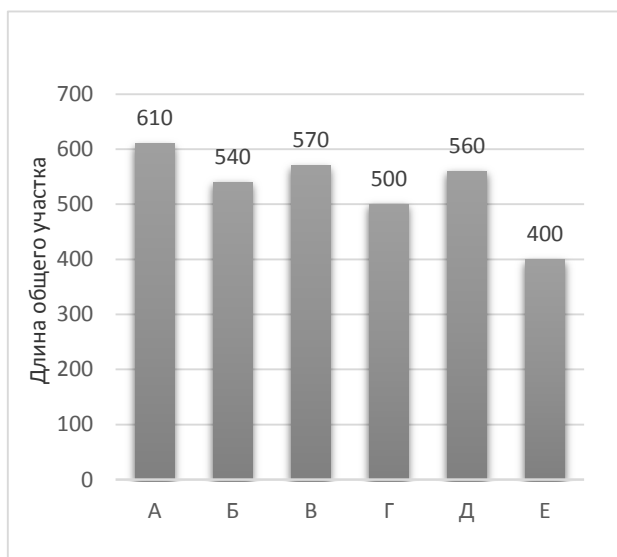


Рис. 3. Эффективная длина общего участка для линии 500 кВ

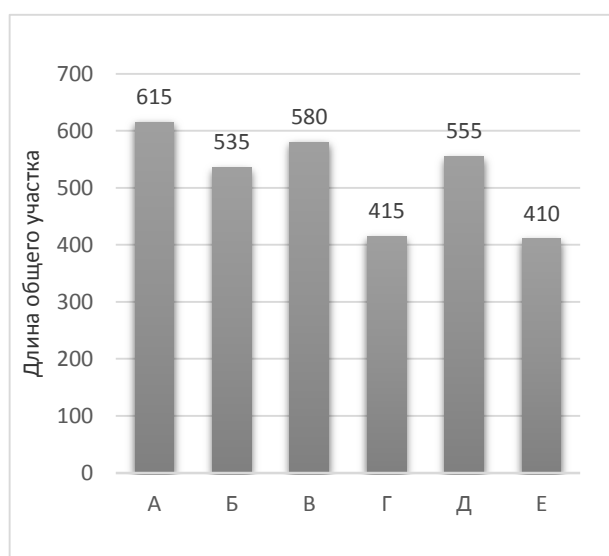


Рис. 4. Эффективная длина общего участка для линии 750 кВ

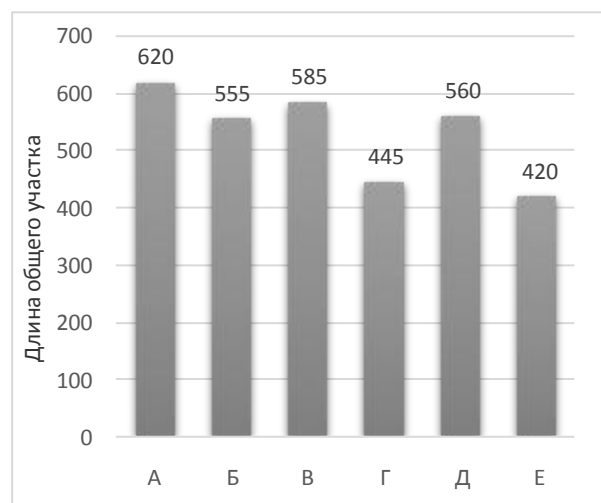


Рис. 5. Эффективная длина общего участка для линии 1150 кВ

Получено подтверждение следующих предположений:

- при меньшем расстоянии между составляющими расщепленной фазы наблюдается меньшее значение эффективной длины общего участка;
- с увеличением количества составляющих расщепленной фазы эффективная длина общего участка уменьшается;
- при чередовании прямых и встречных составляющих расщепленной фазы наблюдается уменьшение эффективной длины общего участка.

Список литературы

- [1] Вульф А.А. Проблема передачи электрической энергии на сверхдальние расстояния по компенсированным линиям. – М.: Госэнергоиздат, 1945. – 83 с.
- [2] Ракушев Н.Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. – М.: Госэнергоиздат, 1957. – 160 с.
- [3] Пат. 130458 РФ, МПК⁸ Н 02 J 3/20. Разомкнутая трёхфазная воздушная линия электропередачи переменного тока / В.Г. Гольдштейн, Е.М. Шишков; ФГБОУ ВПО «Самарский государственный технический университет». № 2013103649/07; заявл. 28.01.2013; опубл. 20.07.2013, Бюл. № 20.
- [4] Шишков Е.М., Гольдштейн В.Г., Кривихин И.Н. Математическая модель самокомпенсированной воздушной линии электропередачи // Электроэнергетика глазами молодежи: сб. докл. 6-й Междунар. науч.-техн. конф. – Иваново, 2015. – С. 620–623.
- [5] Shishkov E., Goldstein V., Krivihin I. Open overhead transmission lines // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 792. – pp. 293–299.

Изучение возможности использования хлорида кобальта (II) для определения влагосодержания трансформаторных масел

Г.И. Ризванова¹, А.Н. Туранов²

¹ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

²ФГБУН «Казанский физико-технический институт им. Е.К. Завойского КазНЦ РАН»

Казань, Россия

gulnaz_50@mail.ru

В представленной работе проанализированы известные на сегодняшний день методы определения влагосодержания трансформаторных масел, предложен новый оптический метод, основанный на зависимости оптических свойств $\text{CoCl}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ от n . Доказана высокая чувствительность предложенного метода и, в принципе, его применимость для решения практических задач.

Ключевые слова: трансформаторное масло, вода, кристаллогидрат.

Explore the use of cobalt chloride (II) to determine the moisture content of transformer oil

G.I. Rizvanova¹, A.N. Turanov²

¹Kazan state university of power and engineering

²Kazan E.K. Zavoisky Physical-Technical Institute

Kazan, Russian Federation

gulnaz_50@mail.ru

In the present work analyzed the currently known methods of determining the moisture content of transformer oil, we propose a new optical method based on the dependence of the optical properties of $\text{CoCl}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ of n . The high sensitivity of the proposed method and, in principle, its applicability to solve practical problems.

Keywords: transformer oil, water, hydrate.

Предельно допустимая доля воды в трансформаторном масле (ТМ) – 10-20 миллионных долей (м.д.), т.е. 10-20 грамм воды на тонну масла [1, 2], при больших концентрациях воды возникает риск выхода из строя силовых трансформаторов. Определить такую малую долю воды (W) очень сложно, поэтому постоянно разрабатываются новые и совершенствуются уже применяемые на практике аналитические методы определения W .

Появление воды в масле есть плохой признак, так как указывает на неудовлетворительный надзор либо на далеко зашедшее старение масла.

Различают следующие виды воды:

А. Осажденная на дно резервуара вода. Она не представляет прямой опасности для пробивного напряжения масла, но недопустима потому, что указывает на присутствие растворенной воды.

Б. Растворенная вода. Растворенная вода сильно снижает пробивное напряжение и попадает в масло обычно из воздуха. Она свидетельствует о загрязнении масла и может быть частично удалена центрифугированием. Полное удаление растворенной воды производится распылением масла под глубоким вакуумом при пониженной температуре.

В. Связанная вода. Связанная вода является первичным признаком старения масла и образуется в результате окисления масла. При высоком нагреве, который бывает между обмотками и стальным сердечником трансформатора, растворенная вода переходит в парообразное состояние. Пары воды при соприкосновении с холодным маслом образуют растворенную воду.

Г. Вода в виде эмульсии. Так называется смесь масла с субмикроскопическими капельками воды, которые не могут быть отделены от масла ни нагреванием, ни отстаем, ни фильтрованием.

Длительное время для определения влагосодержания трансформаторных масел применялся гидридкальциевый метод [1, 2], сущность которого заключается во взаимодействии гидрида кальция с растворенной в масле водой и вычислении ее массовой доли по объему выделившегося водорода. Метод подходит лишь для масел, не содержащих эмульсионную воду [3].

В настоящее время стандартным является метод определения влаги титрованием по Карлу Фишеру (КФ) [3]. Реакцию можно разбить на три ключевых этапа: вода реагирует с диоксидом серы, в результате чего I_2 восстанавливается до I , выделяющийся триоксид серы образует

с пиридином комплекс, который в присутствии спирта превращается в стабильный пиридиновый комплекс. Таким образом, для титрования каждого эквивалента воды затрачивается один эквивалент йода.

Однако результаты большого количества исследований точности и воспроизводимости W титрованием ТМ по КФ [4 – 9] показали, что данный метод практически нечувствителен к диспергированной воде, которая не может взаимодействовать с реагентом КФ. Кроме того, для правильного определения W необходимо учитывать:

- кислоты и основания, образующиеся в ходе эксплуатации ТМ (кислотность рабочей среды должна быть в пределах 5-7 рН);
- медленно протекающие побочные реакции (потребление I_2 в химической реакции с органическими компонентами масла с двойными связями, что приводит либо к повышенному кулонометрическому восстановлению йода, либо к повышенному добавлению реагента КФ);
- ограниченность растворимости длинноцепочечных и конденсированных углеводов в метаноле;
- наличие соединений, медленно выделяющих воду, например кристаллогидратов, снижает точность определения конечного момента титрования;
- присутствие в эксплуатируемом в реальных условиях ТМ соединений, например альдегидов и кетон, вступающих в реакцию с метанолом с выделением воды.

Еще один широко распространенный метод определения влагосодержания ТМ – это газовая хроматография [11]. Он основан на прямом вводе малого количества образца в испаритель хроматографа, откуда газом-носителем (гелием) вода и другие испарившиеся компоненты переносятся в газохроматографическую колонку, где происходит разделение. Детектором теплопроводности измеряются площади пиков, рассчитывается количество воды. Точность метода превышает 1 м.д. при условии получения симметричных, хорошо разделенных пиков. Необходимость правильного подбора скорости записи хроматограммы, загруженности колонки анализируемым веществом, а также твердого носителя, используемого для приготовления сорбента (должна отсутствовать остаточная адсорбционная активность), усложняют анализ и, соответственно, снижают его точность [12].

Достаточной точностью (1 м.д.) обладает масс-спектрометрия [12]. В ионном источнике генерируются свободные ионы из молекул анализируемого вещества. Затем эти ионы попадают в масс-анализатор, где происходит пространственное или временное разделение ионов по массам. При дальнейшей регистрации ионов выявляются пики, которые подлежат исследованию. Положение пика в масс-спектре определяет массу зарегистрированного иона, а его площадь – относительное количество ионов данного типа. К сожалению, сложность и значительная стоимость оборудования для масс-спектропии значительно ограничивают широкое применение данного метода для анализа изоляционных масел силовой электроэнергетики.

Сочетание термического анализа и кулонометрии позволило разработать анализатор с чувствительностью

в несколько м.д. После взвешивания на микровесах образец ТМ постепенно нагревают во встроенной печи (до 400 °С). Вода и другие компоненты, извлекаемые из образца, с помощью газа-носителя (N_2 или сухой воздух) транспортируются к электрохимическому датчику, в котором смесь газов проходит над слоем фосфорного ангидрида. Между молекулами абсорбированной воды и слоем фосфорного ангидрида происходит электролитическая диссоциация. Измеренный электрический ток находится в прямом соотношении с массой воды, выпаренной из этого образца. Метод должен пройти тщательную проверку пригодности для определения малых значений W ТМ.

В методе фото-акустической спектроскопии тепловое излучение от термостабилизированной проволоки фокусируется параболическим зеркалом, проходит через диски с прорезями и фильтрами с разными диапазонами длин волн, попадает в камеру с газом. Излучение вызывает пульсирующее расширение газа, которое фиксируется чувствительным микрофоном. Поскольку каждый газ имеет характерный спектр поглощения, уровень которого пропорционален концентрации газа, то выбор диапазона оптических фильтров позволяет определить соотношение масс веществ в исходной системе (трансформаторное масло с растворенными в нем газами и водой) [11]. Сравнительный анализ W ТМ, определенного данным методом, с результатами хроматографии и др. [11] в 10 % проб показал завышенные в 2-3 раза значения. Причины этих неприемлемых отклонений остались невыясненными, метод нуждается в дальнейшей доработке.

Частота резонанса, ширина и форма линии поглощения в протонных спектрах высокого разрешения ядерного магнитного резонанса (1Н ЯМР) зависят не только от молекулярно-структурной группы, в которую входят протоны, но и от ближайшего окружения группы. В результате, благодаря высокой чувствительности, удается обнаружить малое количество воды в жидком образце (менее 1 м.д.), а также различить воду в состояниях истинного раствора и в составе дисперсных образований (мицелл) [13]. Благодаря высокой разрешающей способности и информативности метод 1Н ЯМР спектроскопии – прямой, наглядный, высокоточный метод определения влагосодержания ТМ. Однако дороговизна и сложность оборудования, а также очень высокие требования к квалификации персонала катастрофически снижают возможность широкого применения ЯМР в лабораторных анализах энергопредприятий.

В научной литературе регулярно публикуются обзоры оптических датчиков влажности как газообразных, так и жидких сред [14]. Хлорид кобальта (II) – один из самых часто используемых оптических сенсоров воды [15]. Он гигроскопичен, а его кристаллогидраты $CoCl_2 \cdot nH_2O$ ($n = 1, 2, 4, 5, 6$): сине-фиолетовый моногидрат; фиолетовый дигидрат; темно-красный тетрагидрат; красный пентагидрат; розовый гексагидрат, – меняют свой цвет в зависимости от количества кристаллизационной воды.

Однако нам не удалось найти описания возможности применения датчиков на основе кристаллогидратов $CoCl_2$ для определения W ТМ. Возможно, проблема в чрезвычайно низком содержании воды в ТМ и, соответственно, в недостаточной чувствительности таких датчиков. Таким образом, можно сформулировать задачу, которую необходимо решить в первую очередь: изучение чувствительности хлорида кобальта (II) и возможности его использова-

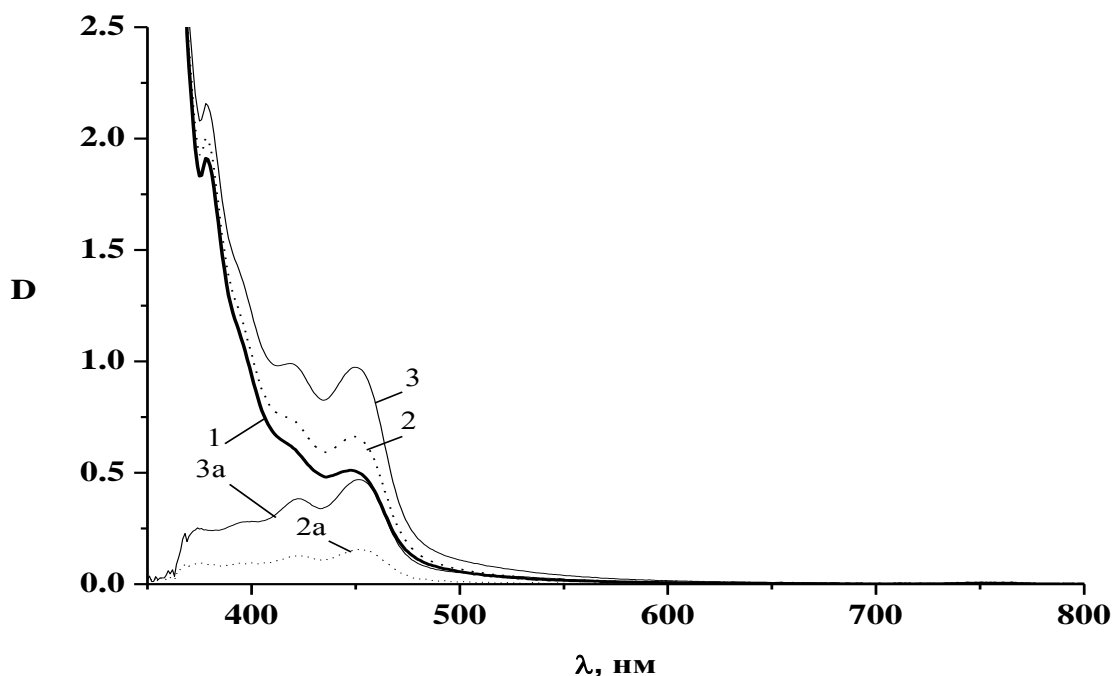
ния для определения влагосодержания трансформаторных масел. Для тестирования чувствительности такого подхода проведен качественный эксперимент: добавлен безводный CoCl_2 в свежее ТМ и проанализированы изменения в спектрах поглощения в видимом и УФ-диапазонах.

Образцы: свежее масло марки ГК (ОАО «Ангарская нефтехимическая компания», класс ПА, ТУ 38.101.1025-85, год выпуска 2007); CoCl_2 , полученный дегидратацией кристаллогидрата $\text{CoCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ (х.ч.), вода дистиллированная.

Спектры поглощения УФ и видимого диапазона записаны при комнатной температуре в кюветках толщиной 10 мм на спектрофотометре Varian Cary 100 в диапазоне

длин волн (λ) 200–800 нм со скоростью 600 нм/мин при ширине щели 1,5 нм (рисунок). Положение линий в спектрах приводится с точностью $\pm 2,5$ нм.

Спектр поглощения свежего ТМ (1) подробно описан в [13], на представленном рисунке линии поглощения при 450 и 420 нм относятся к нафтаценовым, а при 380 нм – к антраценовым соединениям. Резкое изменение D вблизи 400 нм возникает за счет поглощения и рассеяния излучения структурными неоднородностями (коллоидными, мицелярными и твердыми частицами) в ТМ. Растворение в масле порошка CoCl_2 приводит к повышению D в диапазоне 360–490 нм (2), а увеличение W системы приводит к росту интенсивности данной полосы поглощения (3).



Спектры поглощения (D – оптическая плотность) свежего масла ГК (1), свежего масла ГК с добавкой безводного CoCl_2 (2), свежего масла ГК с добавкой безводного CoCl_2 и малого количества H_2O (3), разность спектров 2 и 1 (2а), разность спектров 3 и 1 (3а)

Можно предложить 2 возможных варианта объяснения изменений в спектре. Первый вариант: CoCl_2 образует кристаллогидраты с водой в ТМ (400–550 нм – диапазон поглощения $\text{CoCl}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ близок к 360–490 нм).

Второй вариант: изменяется интенсивность поглощения три- и тетрациклических углеводородных соединений вследствие образования молекулярных комплексов с H_2O и CoCl_2 , так как именно ароматические соединения определяют гидрофильность ТМ [1, 2]. Для выбора верного варианта будут выполнены дополнительные исследования, также будет определен диапазон W , в котором данный метод применим для целей диагностики ТМ. Однако полученные результаты уже позволяют утверждать, что оптический метод определения W ТМ с помощью CoCl_2 обладает очень высокой чувствительностью и весьма перспективен для решения задач силовой энергетики, что и является основным результатом данной работы.

Таким образом, в представленной работе проанализированы известные на сегодняшний день методы определения влагосодержания трансформаторных масел, предло-

жен новый оптический метод, основанный на зависимости оптических свойств $\text{CoCl}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ от n . Доказана высокая чувствительность предложенного метода и, в принципе, его применимость для решения практических задач.

Список литературы

- [1] Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 296 с.
- [2] Уилсон А.С.М. Изолирующие жидкости: их использование, производство и свойства. – Лондон, Нью-Йорк: Питер Перегрин ЛТД, 1980. – 221 с.
- [3] ГОСТ 7822 – 75. Масла и смазки. Метод определения растворенной воды. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002.
- [4] Маргулис С.А., Меле Т. Систематическая погрешность при измерении воды в маслах с помощью трубчатой печи испарения и азеотропной перегонки // Анал. Химреагент. – 2001. – Т. 73, № 20. – С. 4787–4792.
- [5] Маргулис С.А. Источник разности между измерением воды в углеводородах, как определяли объемным и кулонометрическим методами Карла Фишера // Анал. Химреагент. – 1999. – Т. 71, № 9. – С. 1728–1732.

- [6] Гилберт Р., Жальбер Д. Оценка современных технологий, используемых для определения низких уровней влаги в минеральном масле. Образцы // Анал. Химреагент. – 2001. – Т. 73, № 3. – С. 520–526.
- [7] Маргулис С.А. Влияние углеводородного состава по измерению воды в маслах кулонометрическим и Волнометрические методы Карла Фишера // Анал. Химреагент. – 1998. – Т. 70, № 20. – С. 4264–4270.
- [8] Маргулис С.А. Источники систематических отклонений при измерении воды с помощью кулонометрического и волнометрического методов Карла Фишера // Анал. Химреагент. – 1997. – Т. 69, № 23. – С. 4864–4871.
- [9] Марголис С.А. Амперометрическое измерение содержания влаги в трансформаторном масле с помощью реагентов Карла Фишера // Анал. Химреагент. – 1995. – Т. 67, № 23. – С. 4239–4246.
- [10] Руководство по применению реактивов HYDRANAL для титрования по Карлу Фишеру. 2010. 81 с. URL: <http://galachem.ru/>.
- [11] Царев Н.И., Царев В.И., Катраков И.Б. Практическая газовая хроматография. – Барнаул: Изд-во Алт. ун-та, 2000. – 156 с.
- [12] Хмельницкий Р.А., Бродский Е.С. Методы аналитической химии. Хромато-масс-спектрометрия. – М.: Химия, 1984. – 10 с.
- [13] Козлов В.К., Туранов А.Н. Трансформаторное масло и современная физика // Диэлектрики и электрическая изоляция. – 2012. – Т. 19, Вып. 5. – С. 1485–1497.
- [14] Сан Т., Ео Т.Л. Волоконно-оптические технологии датчика влажности и влажности измерения // Датчики и исполнительные устройства. – 2008. – Т. 144. – С. 280–295.
- [15] Рассел А.П., Флетчер К.С. Оптический датчик для определения влажности // Анал. Химия. – 1985. – Т. 170. – С. 209–216.

Преимущества и недостатки электрических сетей 20 кВ

М.А. Садохина¹, А.И. Садохин², Д.О. Герасимов¹, К.В. Суслов¹

¹ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»

²Восточные электрические сети ОАО «ИЭСК»

Иркутск, Россия

mariasadokhina@gmail.com

Количество сетей 10 – 35 кВ со сроком эксплуатации более 25 лет составляет не менее 60 %, а в ряде регионов России этот показатель приближается к 80 %. Сети устарели морально и физически. Недостатками устаревших сетей являются: износ несущих конструкций, высокие технические потери, несоответствие сечений проводов существующим нагрузкам. Одним из путей решения проблемы является перевод существующих сетей 10 кВ на напряжение 20 кВ и строительство новых сетей 20 кВ. Сети данного класса напряжения имеют ряд преимуществ перед сетями 10 и 35 кВ. Практика строительства ВЛ и КЛ 20 кВ рассматривается как новшество в Российской Федерации. Доклад посвящен преимуществам и недостаткам сетей данного класса напряжения.

Ключевые слова: линии электропередачи, напряжение, потери электрической энергии, система электроснабжения, электрическая сеть.

Advantages and disadvantages electric network 20 kV

M.A. Sadokhina¹, A.I. Sadokhin², D.O. Gerasimov¹, K.V. Suslov¹

¹Irkutsk National Research Technical University

²Eastern Electric Networks JSC «IENC»

Irkutsk, Russian Federation

mariasadokhina@gmail.com

A number of power lines in operation for less than 25 years counts 60 % and in certain areas of Russia this index is around 80 %. Power lines are worn out morally and physically. Among problems of these lines is deterioration of supporting structures, high technical losses, disproportion of wire cross sections to current exploitation. One way to solve the problem is change the voltage of the existing electric lines of 10 kV for 20 kV along with the construction of new power lines of 20 kV. Power lines of 20 kV have some advantages over lines of 10 and 35 kV. In the Russian Federation the construction of VL and KL of 20 kV is viewed as innovation. The report goes about advantages and disadvantages of electric lines of the mentioned voltage.

Keywords: power lines, voltage, electrical energy losses, residential power system, electrical power supply system.

I. ВВЕДЕНИЕ

Обновление электрических сетей – это одно из приоритетных направлений в развитии российской энергетики. К сожалению, сегодня состояние сетей нельзя считать удовлетворительным. Количество сетей 10 – 35 кВ со сроком эксплуатации более 25 лет составляет не менее 60 %, а в ряде регионов России этот показатель приближается к 80 %. Сети устарели морально и физически. Недостатками устаревших сетей являются: износ несущих конструкций, высокие технические потери, несоответствие сечений проводов существующим нагрузкам. Для возможности присоединения новых потребителей и ввода в работу новых генерирующих мощностей требуется строительство новых сетей, которые располагаются вдоль существующих. Одним из путей решения проблемы является применение напряжения 20 кВ вместо используемого повсеместно традиционного напряжения 6–10 кВ [1].

II. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ

На сегодняшний день существует огромное количество зарубежных примеров применения распределительных сетей более высокого напряжения. В качестве примера можно привести такие страны, как Франция (20 кВ), Япония (22 кВ), Болгария (22 кВ), Чехия (22 кВ), Словакия (22 кВ) и т.д. [2].

В Европе существует два основных подхода к системам напряжений: английский (0,4/11/33/66/132/275/400 кВ) и немецкий (0,4/10/35/110/220/400 кВ).

Великобритания. В системе среднего напряжения электрической сети Лондона исторически получили развитие сети 6,6 и 11 кВ. В новых районах города напряжение 6,6 кВ не применяется, и оно сохранилось только в центральной части Лондона.

Германия. В сетях Берлина, Мюнхена, Дюссельдорфа, Кёльна и других крупных городов в течение многих десятилетий использовались несколько номинальных напряжений в диапазоне 5–25 кВ.

Франция. В центральных районах Парижа с большой плотностью застройки используют подстанции глубокого ввода с вторичным напряжением 20 кВ.

США. Примером такого решения может служить электроснабжение крупнейшего в мире здания (106 этажей, 442 м), расположенного в деловом районе Чикаго. Питание электрической нагрузки выполнено от ПС 138/12,5 кВ 200 МВА, расположенной в подвальных этажах. Разводка линий по этажам выполнена кабелем 12,5 мм². Кроме того, начиная с 70-х годов в распределительных сетях США часто используются кабельные линии взамен ВЛ в жилых районах городов преимущественно с одно- и двухэтажной застройкой. Такие системы электроснабжения получили название Underground residential distribution (URD). Система URD предусматривает, как правило, установку отдельного ТП у каждого абонента. В питающей сети используются кабели с номинальным напряжением 3–25 кВ [3].

III. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 20 КВ В РОССИИ

В нашей стране 20 кВ было введено в стандарт еще в начале 60-х годов, однако исторически широкого применения не получило. Отечественной энергетике были ближе напряжения 6, 10 и 35 кВ. На сегодняшний момент существуют примеры применения сетей напряжением 20 кВ в России

С 1972 г. (44 года) в эксплуатации Восточных электрических сетей Иркутской электросетевой компании (ОАО «ИЭСК») находится ВЛ 20 кВ «Жигалово – Чикан» на деревянных опорах. Протяженность линии составляет 46 км с отпайками. Провод – АС-50, АС-25. Количество присоединенных КТП – 15 шт, их суммарная трансформаторная мощность – 4796 кВА. Передаваемая мощность во время зимнего максимума 2016 года составила 1,19 МВт. Линия запитана от трансформатора 110/20 кВ ПС «Жигалово».

Постановлением Правительства Москвы от 14 декабря 2010 г. № 1067-ПП «О схеме электроснабжения города Москвы на период до 2020 года (распределительные сети напряжением 6–10–20 кВ)» реализовано строительство кабельных сетей 20 кВ в районах Москва-Сити и Ходынского поля.

В 2014 году энергетики Югорской региональной электросетевой компании («ЮРЭСК») сообщили о реализации уникального проекта – окончании строительства 32-километровой линии напряжением 20 кВ «Березово – Пугоры» (Березовский район Ханты-Мансийского автономного округа). Линия была построена по уникальной скандинавской технологии. Для этого в поселке Березово, рядом с подстанцией «Березово», был построен переходной пункт 6/20 кВ и понизительная подстанция 20/0,4 кВ мощностью 100 кВА в д. Пугоры [4].

IV. ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ И ЗАТРАТЫ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Сравнивая инвестиционные затраты на строительство одного км линии электропередачи 10, 20 и 35 кВ на желе-

зобетонных опорах с проводом АС-70, можно отметить, что строительство ВЛ 20 кВ обходится более чем 2,5 раза дешевле 1 км участка такой же длины ВЛ 35 кВ. Если сравнивать с аналогичным участком ВЛ 10, цена выше на 7-10 % из-за стоимости изоляции. Аналогичные линии 10 и 20 кВ, построенные на деревянных опорах, имеют еще меньшую разницу в стоимости.

Передаваемая мощность определяется по формуле:

$$P_{\max} = \sqrt{3} \cdot I \cdot U \cdot \cos \varphi, \quad (1)$$

где I – ток длительно допустимый; U – номинальное напряжение линии; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности (0,95).

В табл. I приведены удельные затраты на 1 кВт передаваемой мощности.

Таблица I. УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА 1 КВТ ПЕРЕДАВАЕМОЙ МОЩНОСТИ

Класс напряжения	Стоимость 1 км линии на жб опорах (провод АС-70)	Передаваемая мощность, кВт	Инвестиционные затраты на 1 кВт передаваемой мощности
ВЛ 10 кВ	1769,00	4355,28	0,41
ВЛ 20 кВ	1911,00	8710,55	0,22
ВЛ 35 кВ	4900,00	15243,46	0,32

Если сравнивать стоимость трансформаторов 110/35, 110/10 и 110/20, то разница будет не ощутима или незначительна. Но распределительные пункты и КТП все еще являются уникальным оборудованием и поэтому стоимость комплектных трансформаторных подстанций равна по напряжению 35 и 20 кВ, тогда как 10/0,4 почти в три раза дешевле (табл. II).

Таблица II. СТОИМОСТЬ КТП

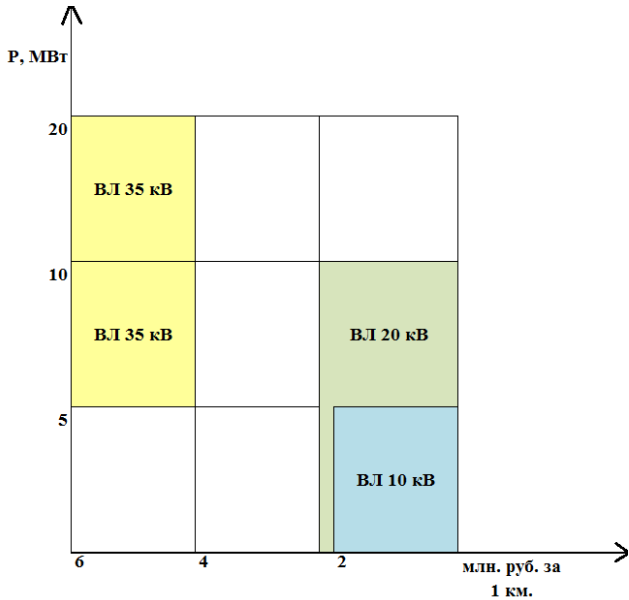
Класс напряжения	КТП 630 кВА с трансформатором (млн руб.)
10 кВ	0,48
20 кВ	1,45
35 кВ	1,5

Затраты на эксплуатацию новых линий незначительно отличаются друг от друга.

V. ПЕРЕДАВАЕМАЯ МОЩНОСТЬ

Это очень важный аргумент, особенно в условиях современного увеличения потребления электроэнергии, причем как в промышленности, так и в быту. Объяснить это можно на простом примере: согласно ПУЭ допустимый длительный ток для сталеалюминиевого провода марки АС сечением 70 мм² равен 265 А. Из этого делаем вывод: воздушная линия напряжением 20 кВ сечением 70 мм² способна передать мощность, равную 8710,55 кВт, в то время как напряжением 10 кВ – только 4355,28 кВт [2].

На рисунке приведено соотношение между стоимостью 1 км ВЛ и передаваемой мощностью.



Соотношение стоимости 1 км ВЛ и передаваемой мощности

VI. ПОТЕРИ В СЕТЯХ

Потери электроэнергии – один из важнейших экономических показателей электросетевого предприятия. Их величина отражает техническое состояние и уровень эксплуатации всех передаточных устройств, состояние систем учета и метрологическое обеспечение парка измерительных приборов, эффективность энергосбытовой деятельности.

Нагрузочные потери электроэнергии в линии определяют по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot I^2 \cdot R_0 \cdot l \cdot T, \quad (2)$$

где I – максимальная токовая нагрузка; R_0 – сопротивление линии; l – длина линии; T – число часов использования нагрузки.

Выполнен анализ удельных потерь мощности и электроэнергии в проводе АС-120 для номинального напряжения 10 и 20 кВ. Результаты анализа показывают, что потери электроэнергии в оборудовании 20 кВ в 2,7 раза меньше, чем в оборудовании 10 кВ.

Величину падения напряжения в линии определяют по формуле:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_0 \cdot l + Q \cdot X_0 \cdot l}{U_{\text{ном}}}, \quad (3)$$

где $P = S \cdot \cos \varphi$ – активная мощность; R_0 – активное удельное сопротивление линии; l – протяженность линии; $Q = S \cdot \sin \varphi$ – реактивная мощность; X_0 – индуктивное удельное сопротивление линии; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии.

Выбор напряжения сетей на этапе проектирования зависит от передаваемой мощности и падения напряжения при передаче на необходимое расстояние. В табл. III – VI приведены падения напряжения в % для провода АС-120

для линий разного класса напряжений в зависимости от протяженности сети.

Таблица III. Падение напряжения в линии 10 кВ, %

Передаваемая мощность, МВт	Протяженность, км						
	0,5	1	5	10	20	40	80
1	0,2	0,4	1,9	3,7	7,4	14,9	29,7
5	0,9	1,9	9,3	18,6	37,2	74,4	148,7
10	1,9	3,7	18,6	37,2	74,4	148,7	297,4
20	3,7	7,4	37,2	74,4	148,7	297,4	594,8
40	7,4	14,9	74,4	148,7	297,4	594,8	1189,7

Таблица IV. Падение напряжения в линии 20 кВ, %

Передаваемая мощность, МВт	Протяженность, км						
	0,5	1	5	10	20	40	80
1	0,1	0,2	0,9	1,9	3,7	7,4	14,9
5	0,5	0,9	4,6	9,3	18,6	37,2	74,4
10	0,9	1,9	9,3	18,6	37,2	74,4	148,7
20	1,9	3,7	18,6	37,2	74,4	148,7	297,4
40	3,7	7,4	37,2	74,4	148,7	297,4	594,8

Таблица V. Падение напряжения в линии 35 кВ, %

Передаваемая мощность, МВт	Протяженность, км						
	0,5	1	5	10	20	40	80
1	0,1	0,1	0,5	1,1	2,1	4,2	8,5
5	0,3	0,5	2,7	5,3	10,6	21,2	42,5
10	0,5	1,1	5,3	10,6	21,2	42,5	85,0
20	1,1	2,1	10,6	21,2	42,5	85,0	170,0
40	2,1	4,2	21,2	42,5	85,0	170,0	339,9

Таблица VI. Падение напряжения в линии 110 кВ, %

Передаваемая мощность, МВт	Протяженность, км						
	0,5	1	5	10	20	40	80
1	0,0	0,0	0,2	0,3	0,7	1,4	2,7
5	0,1	0,2	0,8	1,7	3,4	6,8	13,5
10	0,2	0,3	1,7	3,4	6,8	13,5	27,0
20	0,3	0,7	3,4	6,8	13,5	27,0	54,1
40	0,7	1,4	6,8	13,5	27,0	54,1	108,2

Преимущество сетей 20 кВ – это снижение потерь электроэнергии и напряжения на передачу. Сечение проводов воздушных ЛЭП выбирается по экономической плотности тока j_s (А/мм²) и проверяется по допустимому току. Однако в современных условиях с изменившимися ценами на электротехническое оборудование и с ростом тарифов на электроэнергию рекомендованные в ПУЭ значения j_s (А/мм²) уже не являются экономичными, так как не соответствуют минимуму ежегодных затрат. Поэтому при выборе сечения проводов воздушных ЛЭП следует руководствоваться техническими требованиями и, в первую очередь, допустимой токовой нагрузкой. В этом слу-

чае для одной и той же мощности нагрузки сечение проводов на 10 и 20 кВ будут отличаться в 2-3 раза ($F_{10} > F_{20}$), тогда отношение потерь мощности ΔP_{10} при напряжении 10 кВ и ΔP_{20} при напряжении 20 кВ

$$\Delta P_{10} / \Delta P_{20} = (R_{10} / R_{20}) / (U_{10} / U_{20})^2 \quad (4)$$

будет находиться в пределах 1,3 – 1,6, то есть потери мощности при напряжении 20 кВ будут в 1,5 раза меньше, чем при 10 кВ [2].

VII. Выводы

Подводя итоги (табл. VII), можно сделать вывод, что сети напряжением 20 кВ могут успешно применяться как при передаче большой мощности в зонах плотной городской застройки, так и для электроснабжения потребителей, удаленных на значительные расстояния от центров питания.

Таблица VII. Достоинства и недостатки

Достоинства	Недостатки
<ul style="list-style-type: none"> • Высокая пропускная способность • Низкие потери • Малое падение напряжения по сравнению с линиями 6, 10 кВ • Стоимость строительства ВЛ 20 кВ сопоставима со стоимостью строительства ВЛ 6, 10 кВ • В зонах с ужесточенным природоохранным законодательством, в том числе Иркутской области и республике Бурятия, из-за закона «Об охране озера Байкал» намного проще осуществить перевод ВЛ 10 кВ на 20 кВ, чем получить разрешение на строительство новой ВЛ [5] 	<ul style="list-style-type: none"> • Высокая стоимость распреедустройств 20 кВ РП, КТП 20/0,4 • Ненасыщенность рынка оборудованием данного класса напряжения • Долгий срок изготовления оборудования под заказ

Особенно характерно для сельских сетей Сибири: низкая плотность, концентрация потребителей, большие расстояния, малая потребляемая мощность.

Сравнительно невысокая стоимость строительства сетей 20 кВ позволит повысить качество напряжения, тем самым повысить уровень жизни населения отдаленных уголков России.

В табл. VIII представлена ниша сетей 20 кВ.

Таблица VIII. Ниша сетей 20 кВ

Передаваемая мощность (МВт)	Протяженность км				
	5	10	20	40	80
1	10 кВ				
5			20 кВ		
10					
20			35 кВ		
40					110 кВ

Список литературы

- [1] Асташев Д.С., Бедретдинов Р.Ш., Кисель Д.А., Соснина Е.Н. Применение напряжения 20 кВ для распределительных электрических сетей России [Электронный ресурс]. URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-napryazheniya-20-kv-dlya-raspredelitelnyh-elektricheskikh-setey-rossii> (дата обращения 11.06.2016).
- [2] Буре И.Г. Повешение напряжения до 20–25 кВ и качество электроэнергии в распределительных сетях [Электронный ресурс] // ЭЛЕКТРО. – 5/2005. – URL: http://www.elektrojournal.ru/sites/default/files/pdf_files/arts/2005_05_05.PDF (дата обращения 11.06.2016).
- [3] Файбисович Д.Л. Каким быть номинальному напряжению в распределительных сетях [Электронный ресурс] // Новости электротехники. – 2003. – № 4(22). URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2003/22/04.php> (дата обращения 11.06.2016).
- [4] Министерство энергетики Российской Федерации. Населенные пункты Берёзовского района Югры переведены в зону централизованного электроснабжения [Электронный ресурс]. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/5082> (дата обращения 11.06.2016).
- [5] Садохина М.А., Садохин А.И. Проблема технологического присоединения в районе озера Байкал, связанная с градостроительным и природоохраным законодательством. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2016. – Т. 2. – 530 с.

Разработка и применение компьютерной программы для оценки электродинамической стойкости шинных конструкций с жесткой ошиновкой при произвольном расположении шин и изоляторов

И.И. Сергей¹, А.Г. Баран¹, А.А. Шпаковский², И.П. Климкович³

¹Белорусский национальный технический университет, ²СООО «Гейм Стрим», ³ГУО «Гимназия № 24 г. Минска»
Минск, Беларусь
power.st@mail.ru

Разработана компьютерная программа расчета жестких шин распределительных устройств при произвольном пространственном расположении шин и изоляторов. Составлены семейства зависимостей параметров электродинамической стойкости, позволяющие принимать решения о целесообразности пространственного расположения токоведущей шины и изоляционной конструкции, а также оценить возможность дальнейшей эксплуатации существующих токоведущих конструкций при возросшем на объекте токе короткого замыкания.

Ключевые слова: электродинамическая стойкость, жесткая ошиновка, математическое моделирование, вычислительный эксперимент.

Development and usage of computer program on estimation of electrodynamic stability of constructions with rigid busbar in case of random orientation of bus and insulator

I.I. Sergey¹, A.H. Baran¹, A.A. Shpakouski², I.P. Klimkovich³

¹Belarusian national technical university, ²Game stream, ³SIE «Gymnasia № 24 of Minsk»
Minsk, Belarus
power.st@mail.ru

There is a developed computer program of calculating switchgear rigid buses when buses and insulators are situated randomly. Also there are built dependences of electrodynamic stability parameters which let make decisions on reasonability of a bus and an insulating construction space orientation and also estimate an exploitation possibility of exist current-carrying constructions in case of increased short circuit current.

Keywords: electrodynamic stability, rigid busbar, mathematical modeling, calculating experiment.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время энергетика должна опережающе реагировать на непрерывный рост электрических нагрузок в энергосистеме. Для этого модернизируются существующие генерирующие установки и вводятся в эксплуатацию новые. Увеличение мощности энергосистемы закономерно приводит к возрастанию токов короткого замыкания (КЗ) на всех уровнях напряжения. Поэтому возникает потребность в разработке новых конструкций электроустановок, обладающих повышенной электродинамической стойкостью. Причем на стадии проектирования разработчик должен иметь возможность проверить принятые решения расчетным путем, и лишь затем экспериментальный образец должен быть подвергнут дорогостоящим испытаниям.

ГОСТ 30323-95 [1] содержит методику расчета электродинамического действия токов КЗ. Но приведенная в нем методика не учитывает конечной длины шин и наличия отпаяк, и, кроме того, она пригодна только для частного случая расположения шин по одной линии или

в вершинах прямоугольного или равностороннего треугольника. Сборные шины современных распределительных устройств зачастую располагаются в вершинах произвольного треугольника.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

В шинной конструкции, фазы которых расположены по вершинам треугольника, электродинамические усилия изменяют во времени свое направление в пространстве, оставаясь все время перпендикулярными осям шин. Для их расчета могут быть использованы как явные, так и численные методы.

При расположении сборных шин в вершинах произвольного треугольника в ГОСТ 30323-95 [1] отсутствуют расчетные фазы включения тока и соответственно коэффициенты расположения. При указанном пространственном расположении фаз условия максимума для напряжения в материале шин прямоугольной формы не совпадают с условиями максимума ни для проекции электродинамических сил, ни для равнодействующих, так как напряжение в материале шин будет зависеть еще и от соотноше-

ния моментов сопротивления поперечного сечения шины относительно ее главных осей инерции. В связи с этим напряжение в материале шин при косом изгибе определяется по выражению:

$$\sigma = \left(\frac{|F_x|}{W_y} \eta_x + \frac{|F_y|}{W_x} \eta_y \right) \frac{l}{\lambda}, \quad (1)$$

где F_x, F_y – проекции максимальных ЭДУ на локальные оси координат; W_x, W_y – моменты поперечного сопротивления шины относительно локальных осей x и y .

Токоведущую конструкцию образуют сборные шины распределительного устройства, расположенные параллельно друг другу в вершинах треугольника, углы которого не равны 60 и 90° (рис. 1). Расстояние между ними практически на порядок меньше длины многопролетного участка сборной шины. Поэтому для них пригоден метод расчета электродинамических усилий в системе параллельных бесконечно длинных и тонких проводников.

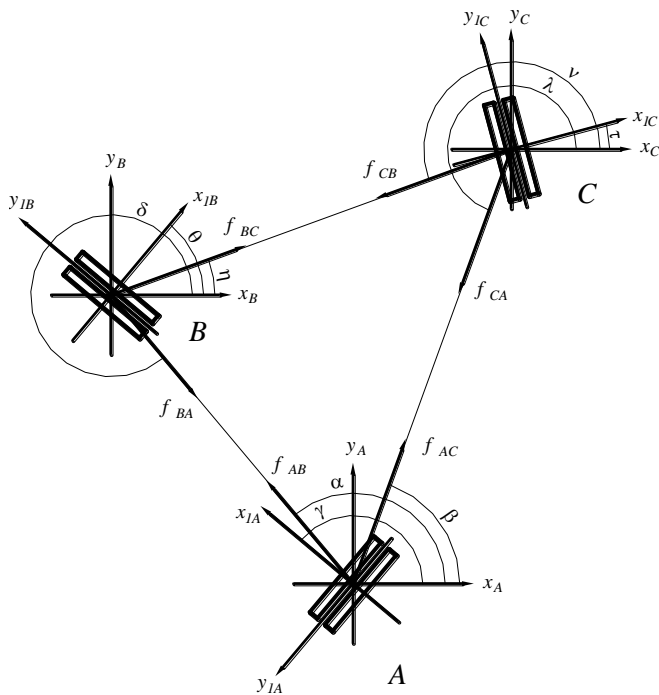


Рис. 1. Направления векторов ЭДУ

В отличие от случая параллельных проводников, лежащих в одной плоскости, при их пространственном расположении электродинамические силы изменяются во времени по величине и направлению, а их составляющие складываются геометрически. Изоляторы при этом подвергаются различным видам деформации. Поскольку прочность изоляторов для различных видов деформации не одинаковая, то при расчете необходимо определить максимальные значения электродинамических сил и знать их направление. При их определении используются формулы вычисления электродинамических усилий для двух параллельных проводников, которые суммируются геометрически в соответствии со схемой расположения проводников фаз (рис. 1).

Основная глобальная система координат, характеризующая взаимное положение изоляторов и шин, располагается в точке крепления изоляторов, а положение шин

задается другой системой координат, повернутой относительно основной на углы, при которых одна из осей параллельна шинам, а другая перпендикулярна к ним. В соответствии с рис. 1 проекции электродинамических сил на оси x и y для проводников фаз будут равны:

$$f_{Ax} = f_{AB} \cos \alpha + f_{AC} \cos \beta; \quad (2)$$

$$f_{Ay} = f_{AB} \sin \alpha + f_{AC} \sin \beta; \quad (3)$$

$$f_{Bx} = f_{BA} \cos \delta + f_{BC} \cos \eta; \quad (4)$$

$$f_{By} = f_{BA} \sin \delta + f_{BC} \sin \eta; \quad (5)$$

$$f_{Cx} = f_{CA} \cos \lambda + f_{CB} \cos \nu; \quad (6)$$

$$f_{Cy} = f_{CA} \sin \lambda + f_{CB} \sin \nu, \quad (7)$$

где f_{jk} – усилие от взаимодействия фаз.

Для выбора расчетных условий КЗ выражения для электродинамических усилий исследуются на максимум.

Описанная математическая модель явного метода расчета электродинамической стойкости жесткой ошиновки распределительных устройств 10 кВ с произвольным пространственным расположением шин и изоляционных конструкций [2, 3] разработана на кафедре электрических станций Белорусского национального технического университета.

III. КОМПЬЮТЕРНАЯ ПРОГРАММА

На основании представленной модели разработан явный метод расчета электродинамических усилий токоведущих конструкций с жесткими проводниками, расположенных в вершинах произвольного треугольника, и составлена компьютерная программа RigidBusbars, позволяющая рассчитать электродинамические усилия при трехфазном КЗ между жесткими токоведущими частями. Для выбора расчетных условий КЗ выражения электродинамических усилий исследуются на максимум. Определение максимальных электродинамических сил, а также соответствующих им текущего времени и угла включения КЗ, выполняется методом циклической прогонки по расчетному времени и фазе включения КЗ. На каждом шаге вычисления производим выбор максимальных вычисленных значений, а также фиксирование соответствующих им текущего времени и текущего угла включения КЗ.

Компьютерная программа была выполнена в интегрированной среде разработки программного обеспечения Visual Studio 2012 (использовалась лицензионная копия Visual Studio, полученная в рамках проекта Dreamspark от Microsoft).

Основываясь на опыте создания аналогичных проектов, было решено:

– использовать концепции объектно-ориентированного программирования. Это позволило составить программу из мало зависящих друг от друга частей, таким образом, изменения в одной ее части не влияют на всю программу целиком. Наиболее значимым и заметным результатом стало разделение визуального интерфейса и расчетной части кода программы. Из-за слабой связи компонентов программы между собой появилась возможность повторного использования кода в других проектах;

– использовать классические паттерны проектирования, что облегчило организацию взаимодействия между различными частями программы. Так, использование MVC (model view controller) дало возможность простой организации интерактивного интерфейса.

Для создания интерактивного приложения была выбрана библиотека MFC, так как при ее использовании упрощается обращение к функциям операционной системы. Недостатком библиотеки является большой размер конечной программы, однако в нашем случае это не является решающим.

Главной задачей при разработке графической оболочки являлось создание интуитивно понятного интерфейса. Взаимодействие пользователя с программой реализовано в виде Мастера, позволяющего «провести» пользователя от стартового окна программы до результатов расчета. Примером функционального минимализма, которому должна соответствовать вся программа, является стартовое окно. При запуске предлагается минимум вариантов, кнопки «Ввести данные» и «Загрузить данные» запускают Мастер ввода данных. Создание «понятного» интерфейса представляет собой некое ограничение пользователя в выборе, отображение минимально необходимой информации и настроек в данный момент времени.

У любого разработчика на стадии проектирования возникает желание как можно больше расширить функционал программы, добавить новые возможности. Однако стоит понимать, что хорошо написанная программа – это не та программа, которая «все умест», а которая максимально точно выполняет возложенные на нее задачи. Поэтому для выполнения полноценных исследований предусмотрена возможность использования «Режима исследования», который становится доступен после выполнения основного расчета. Данный режим позволяет детально исследовать влияние геометрических параметров шинной конструкции, расчетного времени и фазы включения КЗ на параметры электродинамической стойкости исследуемой токоведущей конструкции.

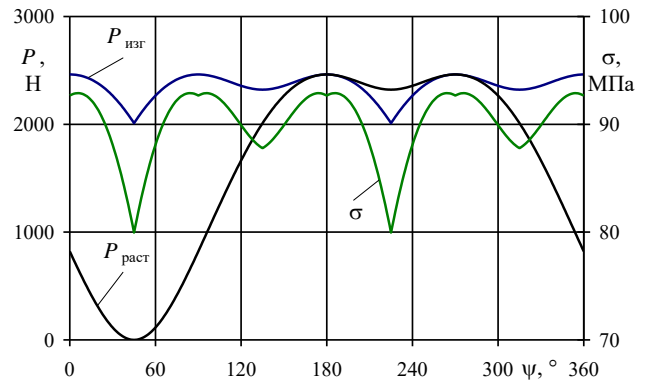
IV. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

По разработанной компьютерной программе [4] явного метода расчета электродинамической стойкости жесткой ошиновки распределительных устройств 10 кВ с произвольной ориентацией шин и изоляторов проведено исследование влияния начального положения шинных конструкций, расположенных в горизонтальной плоскости и по вершинам треугольников, углы которых равны 90 и 60°. По результатам вычислительного эксперимента получены зависимости изгибающих ($P_{\max \text{ изг}}$) и растягивающих ($P_{\max \text{ раст}}$) усилий на вершины изоляторов и максимального напряжения в материале шины (σ_{\max}) от начального угла положения токоведущей части [5].

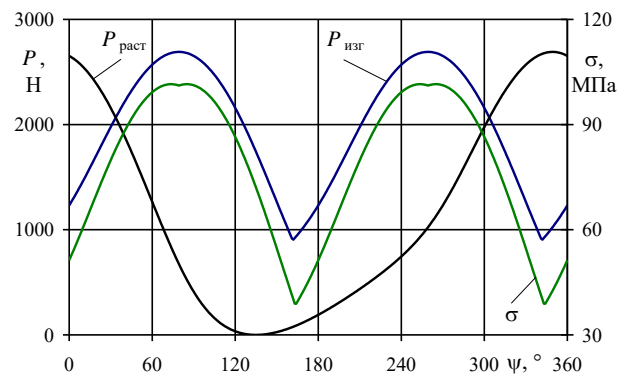
На рис. 2 и 3 приведены результаты расчетов параметров электродинамической стойкости при расположении шин в вершинах прямоугольного и равнобедренного треугольников для алюминиевых шин сечением 100×10 мм², с междуфазным расстоянием 250 мм и периодическом токе короткого замыкания 25 кА.

Анализ полученных результатов показывает, что при расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника (рис. 2) наиболее перспективным углом ориентации

шины фазы А (вершина прямого угла треугольника), углом, при котором имеют место минимальные значения исследуемых величин, является угол 45°. Для фазы В минимальные значения $P_{\max \text{ изг}}$ имеют место при угле 162 и 342°, для $P_{\max \text{ раст}}$ – при 164 и 344°, а для σ_{\max} – единственное положение 135°. Для фазы В оптимальным углом ориентации шины можно принять угол 164°. Для фазы С оптимальным углом ориентации шины можно принять угол 196°.



а



б

Рис. 2. Зависимости $P_{\max \text{ изг}}$, $P_{\max \text{ раст}}$ и σ_{\max} от начального угла ориентации фазы при расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника: а – для фазы А; б – для фазы В

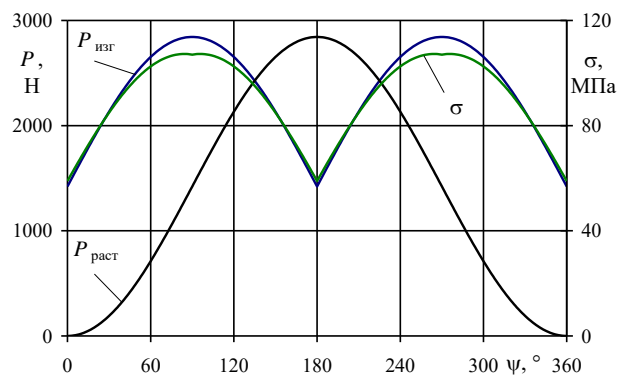


Рис. 3. Зависимости $P_{\max \text{ изг}}$, $P_{\max \text{ раст}}$ и σ_{\max} от начального угла ориентации фазы при расположении шин в вершинах равнобедренного треугольника для фазы А

При расположении шин в вершинах равнобедренного треугольника (рис. 3) наиболее перспективным углом ориентации шины фазы А является угол 0°. При угле 180°

значения $P_{\max \text{ изг}}$ и σ_{\max} также имеют минимальные значения, но $P_{\max \text{ раст}}$ достигает максимума. Для фазы B оптимальным углом будет являться угол в 210° , а для фазы C – 150° .

При расположении шин горизонтально наиболее перспективным углом ориентации шины фазы A является угол 90° . Для фазы C – угол 270° . Для фазы B минимальные значения $P_{\max \text{ раст}}$ имеют место при угле 0 и 180° , для $P_{\max \text{ изг}}$ и σ_{\max} – при 90 и 270° . Для фазы B оптимальным углом ориентации шины можно считать углы 45 , 135 , 225 и 315° . Однако если учесть тот факт, что изолятор хорошо работает на сжатие и растяжение, то наиболее предпочтительным могут явиться углы с минимальными значениями $P_{\max \text{ изг}}$ – 90 и 270°

Второй частью вычислительного эксперимента было выполнение исследования влияния начального положения элементов шинных конструкций, расположенных в вершинах произвольного треугольника, углы которых не равны приведенным в ГОСТ 30323-95 частным случаям расположения шин.

В результате расчетов получены зависимости, позволяющие оперативно делать выводы о целесообразности принимаемого пространственного расположения конструктивных элементов токоведущей конструкции или определения их наиболее оптимального расположения.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная компьютерная программа RigidBusbars расчета электродинамических усилий в жесткой ошиновке проста в использовании и может быть использована в практике конструкторских работ по разработке шинных конструкций с произвольной ориентацией шин и изоляторов.

В ходе вычислительного эксперимента составлены семейства зависимостей, позволяющие конструктору без проведения вычислений оперативно принимать решения о целесообразности или нецелесообразности планируе-

мого пространственного расположения токоведущей шины и изоляционной конструкции или определять наиболее оптимальное расположение токоведущей конструкции при невозможности конструктивно ее пространственно сориентировать в изделии. Также полученные результаты позволят оценить возможность дальнейшей эксплуатации существующих токоведущих конструкций при возросшем на объекте токе короткого замыкания.

Список литературы

- [1] ГОСТ 30323-95. Короткие замыкания в электроустановках: Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания. – Введен в действие с 01.03.1999. – 57 с.
- [2] Шпаковский А.А., Баран А.Г., Климович П.И. Расчет электродинамической стойкости токоведущих конструкций с жесткими произвольно расположенными составными проводниками // Энергия-2014: материалы 9-й Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, Иваново, 15–17 апреля 2014. В 7 т. Т. 3. Ч. 2. / ФГБОУ ВПО «ИГЭУ им. В.И. Ленина». – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2014. – С. 143–147.
- [3] Klimkovich Pavel, Shpakouski Anton, Baran Anastasiya, Klimkovich Ilya. Mathematical modeling of electrodynamic forces in a rigid busbar switchgear 6–10 kV during short circuit // 9th International Conference NEET-2015 / Zakopane, Poland, June 23–26, 2015. – P. 64.
- [4] Климович П.И., Шпаковский А.А., Баран А.Г. RigidBusbars – компьютерная программа расчета электродинамической стойкости токоведущих конструкций с жесткими произвольно расположенными проводниками // Актуальные вопросы энергетики восточноевропейского региона: материалы международной конференции, Минск, 21–23 октября 2014 г. / БНТУ. – Минск: БНТУ, 2015. – С. 129–131.
- [5] Баран А.Г., Шпаковский А.А., Климович И.П. Влияние начального положения элементов жесткой ошиновки 10 кВ на параметры электродинамической стойкости // Наука – образованию, производству, экономике: материалы 13-й Междунар. науч.-техн. конф. В 4-х т. Т. 1 / БНТУ. – Минск: БНТУ, 2015. – С. 10.

Разработка твердотельного регулятора напряжения и мощности для сетей 6 – 20 кВ

Е.Н. Соснина, А.А. Асабин, А.Д. Волгунов, Р.Ш. Бедретдинов
ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексева»
Нижегород, Россия

Одной из причин низкого качества электрической энергии, поставляемой непромышленным потребителям, является неэффективность или отсутствие средств регулирования напряжения в распределительных электрических сетях 6 – 20 кВ. Для решения указанной проблемы авторами разрабатывается твердотельный регулятор напряжения и мощности (ТРНМ). Отличительной особенностью ТРНМ является отсутствие механических переключающих устройств и широкий диапазон плавного регулирования напряжения при сохранении малого искажения его формы. Разработка схемотехнических решений ТРНМ выполнена на основе патентных исследований и анализа научно-технической литературы. Алгоритм работы ТРНМ разработан с привлечением средств математического имитационного моделирования на персональной ЭВМ в программном пакете MatLab Simulink. Предложены схемотехнические решения ТРНМ, отличающиеся от существующих схем полупроводниковых переключающих устройств компактностью и эффективностью. Разработан алгоритм работы ТРНМ, основанный на двухзонном поочередном способе управления тиристорами. На разработанной Simulink-модели выполнена отработка алгоритма управления ТРНМ, а также проведены исследования регулировочных характеристик и электромагнитной совместимости ТРНМ. Результаты исследований показали, что применение ТРНМ в сетях 6 – 20 кВ непромышленных потребителей позволит стабилизировать уровень напряжения от центра питания до наиболее удаленной трансформаторной подстанции. При этом расчетная мощность ТРНМ, в отличие от существующих средств регулирования, будет составлять не более 10-15 % от подключенной к выходам ТРНМ нагрузки.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, отклонение напряжения, регулирование напряжения, твердотельный регулятор напряжения и мощности, схемотехнические решения, алгоритм работы.

Development voltage and power solid-state regulator for 6 – 20 kV networks

E.N. Sosnina, A.A. Asabin, A.D. Volgunov, R.Sh. Bedretdinov
Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev
Nizhnii Novgorod, Russian Federation

One of the reasons low electrical energy quality for non-industrial consumers is inefficiency or voltage control means absence in the 6 – 20 kV distribution network. To solve this problem, the authors developed voltage and power solid-state regulator (VPSSR). The VPSSR distinctive feature is mechanical switch devices absence and high-range voltage smooth control while maintaining a small distortion of its wave form. The VPSSR circuit designs are developed on the basis of patent research and analysis scientific literature. The VPSSR control algorithm is developed by means of Matlab Simulink mathematical simulation modeling. The VPSSR circuit designs are proposed and differ from existing semiconductor switch devices of compactability and efficiency. The VPSSR control algorithm is developed basis on thyristors two-zone sequential operation. On the developed simulation model performed VPSSR control algorithm testing, as well as performed VPSSR regulating characteristics and electromagnetic compatibility research. The results of investigation are showed that the VPSSR application in the non-industrial consumer 6-20 kV networks to allowed voltage stabilization from the main substation to the most remote transformer substation. Herewith the VPSSR design power, versus existing regulation devices, will not exceed 10-15 % of connected VPSSR outputs load.

Keywords: power distribution network, voltage deviation, voltage regulation, voltage and power solid-state regulator, circuit design, control algorithm.

1. ВВЕДЕНИЕ

Для электроснабжения городских и сельских понижающих трансформаторных подстанций (6-20/0,4 кВ) наиболее часто применяется магистральная схема с односторонним питанием либо петлевая схема с двухсторонним питанием. Существенным недостатком таких схем являются нестабильные значения показателей качества электроэнергии на шинах трансформаторных подстанций,

разноудаленных от центров питания. В схемах с односторонним питанием на ближайших трансформаторных подстанциях напряжение обычно устанавливается близко к верхнему пределу, допускаемому нормативными документами [1], а на удаленных может оказаться значительно ниже предельно допустимого значения. В петлевых схемах с двухсторонним питанием возникают перетоки мощности, вызывающие неоптимальное распределение потоков энергии в распределительной сети.

Длительное превышение напряжения уменьшает срок службы электрооборудования в связи с ускоренным старением изоляции и увеличивает потери в изоляции. Пониженное значение напряжения приводит не только к нестабильной работе электроприемников, но и к увеличению потерь электроэнергии из-за увеличения тока. Резко отличающиеся значения напряжения в разных участках сети также нарушают селективность и чувствительность релейной защиты.

Замена электрооборудования на более мощное и увеличение сечения проводов и кабелей ЛЭП не всегда целесообразно. Эффективным способом решения указанных проблем может оказаться применение устройств регулирования напряжения. В соответствии с решениями, изложенными в [2], при разработке проектов нового строительства распределительных электрических сетей (РЭС), а также при их реконструкции рекомендуется применять средства автоматического регулирования напряжения и потоков электроэнергии.

Понизительные трансформаторы городских и сельских РЭС оборудуются только устройствами ПБВ, не способными выполнять оперативное регулирование напряжения. Технические параметры серийных устройств РПН электромеханического типа, применяемых для регулирования напряжения промышленных потребителей, не согласуются с параметрами силовых трансформаторов общего назначения и не способны перераспределять потоки мощности. Они также имеют низкий ресурс работы и малое быстродействие.

Повышение быстродействия и ресурса работы в 5-10 раз возможно в твердотельных регуляторах напряжения и мощности. Их разработку для сетей среднего напряжения

целесообразно выполнить с применением тиристоров, у которых перегрузочная способность хорошо согласуется с перегрузочной способностью трансформаторного оборудования и элементов защиты. Кроме того, такие устройства в полной мере отвечают требованиям, предъявляемым к интеллектуальным электрическим сетям.

II. ПРИНЦИП РАБОТЫ ТВЕРДОТЕЛЬНОГО РЕГУЛЯТОРА НАПРЯЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ

Силовая схема твердотельного регулятора напряжения и мощности (ТРНМ), являющегося составной частью фазоворотного устройства, запатентованного авторами [3], приведена на рис. 1. Она содержит параллельный трансформатор TV1 и вольтодобавочный трансформатор TV2. Первичные обмотки параллельного трансформатора, соединенные по схеме «треугольник», подключены к входным зажимам ТРНМ. На базе вторичных обмоток TV1 и тиристорных коммутаторов ТК1–ТК8 реализуется модуль продольно-поперечного регулирования. Модуль продольно-поперечного регулирования фазы С выполняется на тиристорных коммутаторах ТК1–ТК4 фазы В и тиристорных коммутаторах ТК5–ТК8 фазы С. Тиристорные коммутаторы обеих фаз соединены по мостовой схеме. В диагональ каждого моста включены регулировочные секции с напряжением u_2 . Такое включение регулировочных секций позволяет реверсировать их напряжение или исключать его из цепи питания первичных обмоток трансформатора TV2. Аналогично выполняются модули регулирования фаз А и В. Выходные напряжения данного модуля питают первичные обмотки вольтодобавочного трансформатора TV2. Вторичные обмотки TV2 включены между входными (А, В, С) и выходными (А2, В2, С2) зажимами ТРНМ.

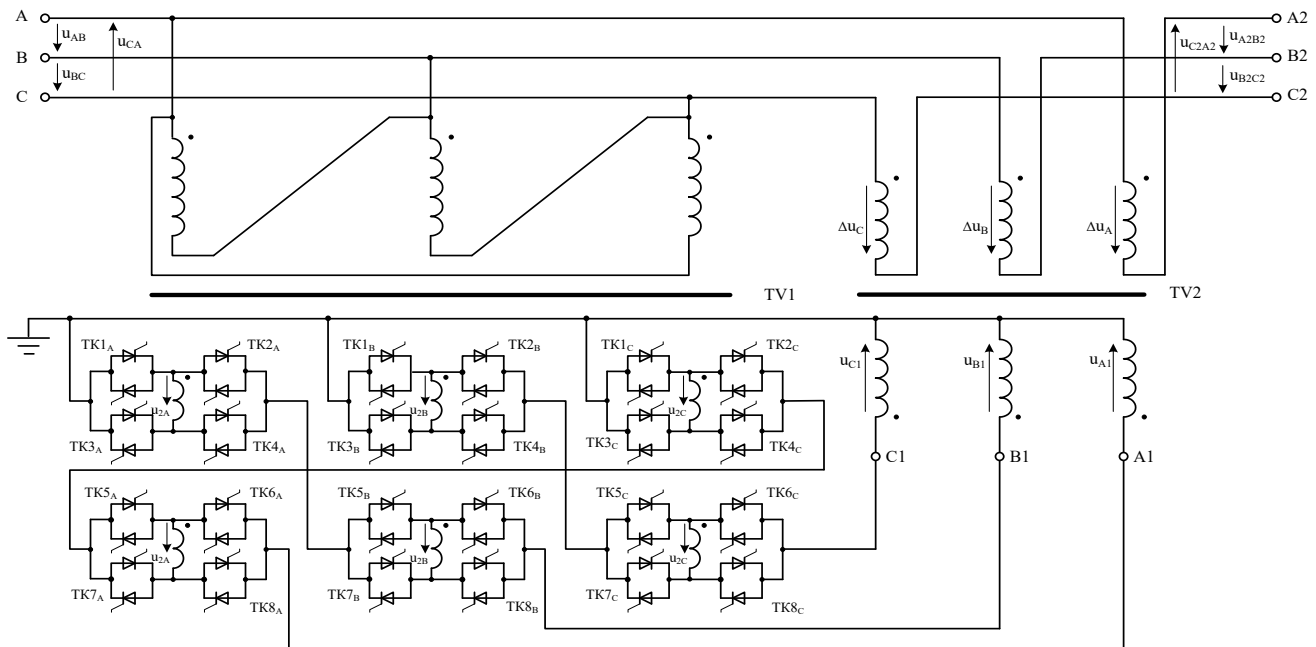


Рис. 1. Схема силовой части ТРНМ

Мощность оборудования схем с вольтодобавочными трансформаторами пропорциональна диапазону регулирования. При распространенном на практике диапазоне регулирования $\pm(5-7,5) \%$, расчетная мощность ТРНМ ориентировочно составит 10-15 % от мощности, подключенной к его выходам нагрузки.

Режим продольного регулирования реализуется путем встречно-последовательного соединения регулировочных секций TV1 с напряжением u_2 . Такое соединение секций позволяет получить систему напряжений, совпадающих с фазными напряжениями на входе ТРНМ. Увеличение выходного напряжения ТРНМ получается при включении

тиристорных коммутаторов ТК2, ТК3, ТК5, ТК8. Уменьшение выходного напряжения реализуется при включении коммутаторов ТК1, ТК4, ТК6, ТК7.

Режим поперечного регулирования реализуется путем согласно-последовательного соединения регулировочных секций TV1. Такое соединение секций позволяет получить систему напряжений, сдвинутых на 90° относительно фазных напряжений на входе ТРНМ. Выходные напряжения ТРНМ (u_{A2B2} , u_{B2C2} , u_{C2A2}), отстающие по фазе относительно входных (u_{AB} , u_{BC} , u_{CA}), получаются при включении тиристорных коммутаторов ТК1, ТК4, ТК5, ТК8.

Режим продольного регулирования применяется для стабилизации выходного напряжения или перераспределения потоков реактивной мощности. Поперечное регулирование позволяет выполнить перераспределение активной мощности. Совместное применение рассмотренных режимов позволит изменять величину и фазу выходного напряжения ТРНМ и обеспечить регулирование потоков активной и реактивной мощностей. Для повышения точности регулирования величины и фазы выходного напряжения ТРНМ целесообразно применение импульсно-фазового управления тиристорами.

III. СПОСОБЫ ИМПУЛЬСНО-ФАЗОВОГО УПРАВЛЕНИЯ ТИРИСТОРАМИ ТРНМ

Наиболее широко известны однозонный и двухзонный способы импульсно-фазового регулирования переменного напряжения.

Однозонное регулирование предусматривает только управление моментом переключения на повышенное напряжение в интервалах положительного знака мощности (при совпадении знаков тока и напряжения нагрузки) [4]. Переключения на понижение напряжения производятся в момент перехода тока нагрузки через нулевое значение. Это сужает диапазон регулирования при активно-индуктивной, индуктивной, активно-ёмкостной и ёмкостной нагрузках из-за отсутствия возможности регулирования в интервалах отрицательного знака мощности (при несовпадении знаков тока и напряжения). Поэтому данный способ не рекомендуется использовать для реализации устройств регулирования потоков мощности.

Двухзонное регулирование предполагает возможность переключения тиристорных коммутаторов на уровень повышенного напряжения в интервалах положительного знака мощности и возможность их переключения на уровень пониженного напряжения в интервалах отрицательного знака мощности. В связи с этим ограничения регулировочных свойств отсутствуют при любом фазовом сдвиге тока нагрузки. В зависимости от способа формирования управляющих импульсов тиристорами различают двухзонное одновременное [5, 6] и двухзонное поочередное [7] регулирования.

При двухзонном одновременном регулировании в каждом полупериоде питающего напряжения осуществляют два переключения тиристорных коммутаторов. Первое переключение выполняется в интервале отрицательного направления мощности в момент времени, задаваемый углом переключения на понижение напряжения (α_n). Второе переключение выполняется в интервале положительного направления мощности в момент времени, задаваемый углом переключения на повышение напряжения (α_b). В зависимости от способа синхронизации фазос-

мещающих устройств, обеспечивающих изменение углов α_n и α_b , различают двухзонное регулирование с синхронизацией по интервалам знака мощности и двухзонное регулирование с синхронизацией по нулям напряжения

При двухзонном поочередном регулировании изменение напряжения выполняется поочередно в интервалах положительного и отрицательного знаков мощности. Понижение напряжения выполняется в первую очередь в интервалах положительного знака мощности путем увеличения угла переключения на повышение напряжения α_b от 0 до π при неизменном значении угла переключения на понижение напряжения $\alpha_n = \pi$. Во вторую очередь регулирование производится в интервалах отрицательного знака мощности путем уменьшения угла переключения α_n от π до 0 при неизменном значении $\alpha_b = \pi$. Повышение напряжения выполняется в обратной последовательности.

Повышение быстродействия и линеаризация регулировочной характеристики ТРНМ возможны при дискретных изменениях углов переключения α_n и α_b с переменным шагом. Однако дискретные изменения углов α_n и α_b способны вызвать переходный процесс, зависящий от применяемого способа управления и сопровождаемый в некоторых случаях недопустимыми перегрузками тиристорных. Определение способа управления, обеспечивающего минимальные перегрузки тиристорных, выполнено на имитационной модели ТРНМ.

IV. ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ТРНМ

Имитационная модель силовой части ТРНМ совместно с системой управления (рис. 2) реализована в программной среде *MATLAB* (R2013a) с использованием приложения визуального программирования *Simulink* и библиотеки моделирования электротехнических устройств *SimPowerSystems*. Она состоит из следующих элементов: электрическая сеть 10 кВ; параллельный трансформатор; полупроводниковый преобразователь реализующий модуль регулирования; последовательный (вольтодобавочный) трансформатор; система управления; блок измерений напряжения и тока нагрузки.

В процессе моделирования менялась структура системы управления в соответствии со всеми описанными выше вариантами двухзонного регулирования. Путем многократного запуска модели каждого варианта определялись граничные значения допустимого дискретного изменения угла переключения $\Delta\alpha_{tr}$, при котором переходные токи не превышают рекомендованного для выбора тиристорных [8] полуторакратного значения номинального тока нагрузки. Исследования каждого варианта модели проводились с различными значениями коэффициента нагрузки, глубины регулирования и фазового угла нагрузки (φ_n).

V. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Результаты моделирования показывают, что переходный процесс, возникающий при повышении напряжения с помощью ТРНМ, при определенных условиях приводит к возникновению аварийного режима.

При использовании двухзонного одновременного регулирования с синхронизацией по интервалам знака мощности и с синхронизацией по нулям напряжения, при больших изменениях угла регулирования возможно накопление экспоненциальной составляющей тока в нагрузке. Это приводит к недопустимому увеличению тока до двадцатикратных значений.

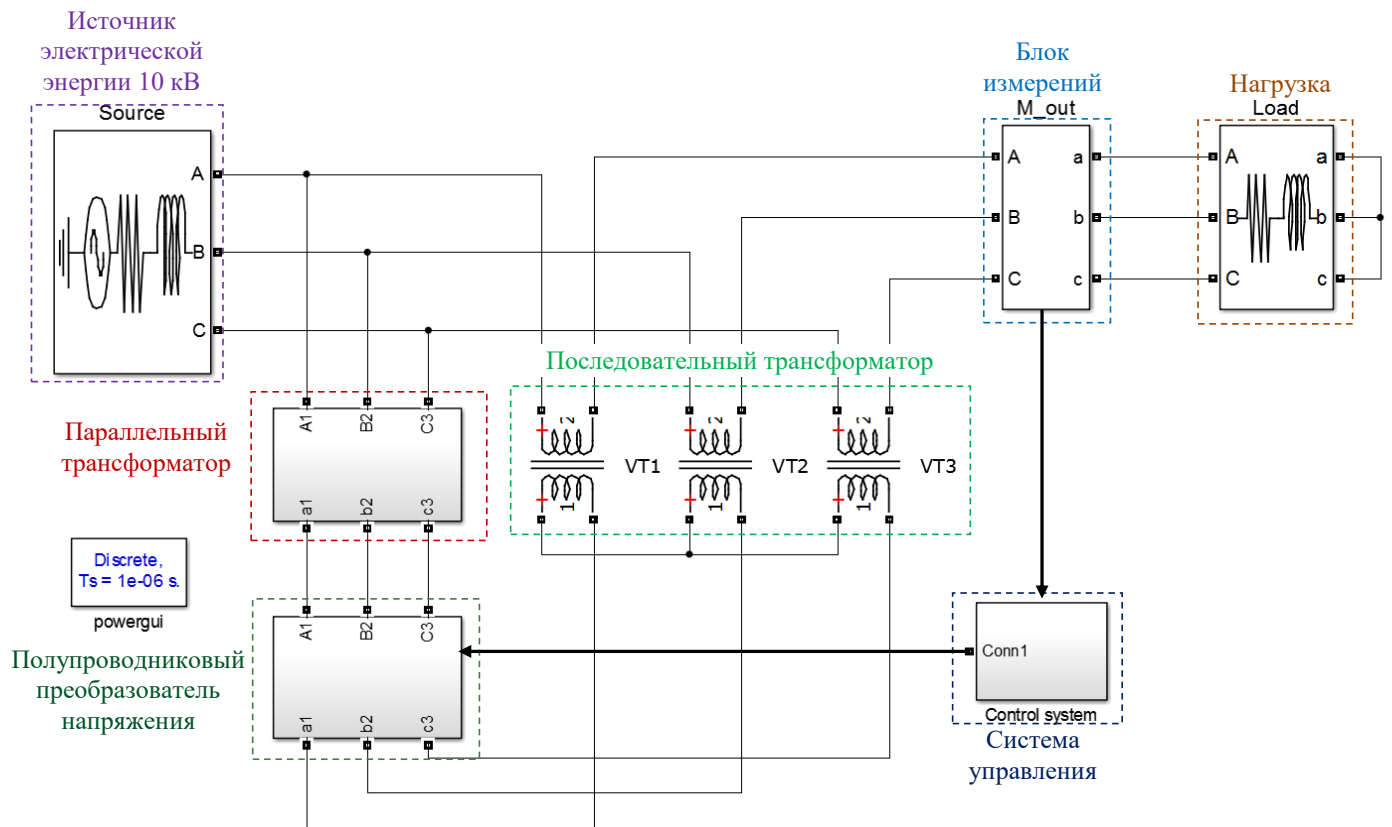


Рис. 2. Имитационная модель ТРНМ

Минимальные допустимые граничные значения дискретного изменения угла переключения $\Delta\alpha_{\text{тр}} = 15^\circ$ имеют место при двухзонном одновременном регулировании с синхронизацией по интервалам знака мощности.

Использование двухзонного одновременного регулирования с синхронизацией по нулям напряжения позволяет задавать более высокие дискретные значения изменения угла переключения $\Delta\alpha_{\text{тр}} = 45^\circ$.

Исследования модели с двухзонным поочередным регулированием показали, что переходные токи тиристорov, возникающие при любых практических значениях дискретного изменения угла переключения (ограниченных выражением $\Delta\alpha = \pi - \varphi_{\text{H}}$), не превышают рекомендованного выше полтора кратного номинального тока. Данный способ импульсно-фазового управления рекомендуется для реализации ТРНМ с высоким быстродействием.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о технической возможности применения твердотельных регуляторов напряжения и мощности в распределительных сетях 6 – 20 кВ для стабилизации и поддержания в допустимых пределах напряжения на шинах трансформаторных подстанций, а также для регулирования потоков мощности.

Предложенный алгоритм работы, основанный на двухзонном поочередном способе регулирования, позволит оперативно реагировать на изменения нагрузки и соответ-

ственно напряжения в сети и стабилизировать уровень напряжения от центра питания до наиболее удаленной трансформаторной подстанции. При этом расчетная мощность ТРНМ, в отличие от существующих средств регулирования, будет составлять не более 10-15 % от подключенной к выходам ТРНМ нагрузки.

Список литературы

- [1] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. – М.: Стандартинформ, 2014.
- [2] Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. Утверждено Советом директоров ОАО «Россети». Протокол № 138 от 23.10.2013.
- [3] Асабин А.А., Верховский С.Я., Соснина Е.Н., Гардин А.И., Бедретдинов Р.Ш., Кисель Д.А. Полупроводниковое фазоповоротное устройство // Патент на полезную модель № 157116. 2016. Бюл. № 3.
- [4] Розанов Ю.К. Основы силовой электроники. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 296 с.
- [5] Пат. 3621374 (США), МКИ G 05 F 1/30. Voltage regulator with zero static switching between taps for a regulator transformer / General Electric Co. // Kestler Clarence J. 1971.
- [6] Петров Ю.Н. Двухзонные трансформаторно-тиристорные стабилизаторы напряжения для электроустановок с активным индуктивным сопротивлением: дис. ... канд. техн. наук. – Горький, 1975. – 239 с.
- [7] Асабин А.А. Способ управления тиристорным регулятором напряжения трансформатора // Патент на изобретение № 2398342. 2010. Бюл. № 24.
- [8] Справочник по преобразовательной технике / под ред. И.М. Чиженко. – Киев: Техника, 1978. – 447 с.

Разработка системы безаппаратного мониторинга гололедной обстановки сетевого района МИГ 2.0

Д.Е. Титов, Е.А. Меринова, М.А. Горбунцова, А.А. Устинов
"Сколковский институт науки и технологий"
dm30081989@yandex.ru

В статье описывается новый подход к мониторингу гололедной обстановки в сетевом районе. Разрабатывается программное обеспечение, визуализирующее диспетчеру параметры гололедообразования в сетевом районе. Входными данными для программы должны быть метеоданные, в реальном времени поступающие с установленных на местности постов и с допустимых ресурсов погодных условий; топология местности расположения ВЛ; реальные данные о нагрузке ВЛ. Результатом является вероятностная модель распределения интенсивности гололедообразования в границах сетевого района, позволяющая сделать выводы о состоянии линии.

Ключевые слова: конденсация, десублимация пара, гололедно-ветровые нагрузки, мониторинг, аварии.

Development of system of non-apparatus monitoring ice situation network area MIG 2.0

D.E. Titov, E.A. Merinova, M.A. Gorbunzova
Kamyshin Technological Institute (branch) Volgograd State Technical University
Kamyshin, Russia
dm30081989@yandex.ru

The article describes a new approach to monitoring ice situation in the network area. The software is developed, visualizing the Manager options icing in the network area. The input data for the program must be weather data in real time coming from the existing on the ground and posts with valid resources, weather conditions, topology of the local area the location of the lines; real data for load ow. The result is a probabilistic model of intensity distribution of ice within the boundaries of the network area, allowing to draw conclusions on the status line.

Keywords: condensation, vapor desublimation, icing and wind loads, monitoring, false.

1. АКТУАЛЬНОСТЬ

По данным фирмы ОРГРЭС, за три года (1998 – 2000 гг.) гололед с ветром стал причиной до 37 % от общего числа падений железобетонных опор 35 – 110 кВ, а в линиях 330 – 750 кВ гололед в сочетании с ветром стал причиной до 12 % от общего числа обрывов проводов, до 42 % обрывов грозозащитных тросов и до 8 % обрывов гирлянд и разрушения изоляторов. Среднее время восстановления ВЛ после гололедно-ветровых аварий требует 5 – 10 суток и даже более. Недоотпуск электроэнергии при таких авариях в отдельных регионах достигает 70 – 80 % общего годового аварийного недоотпуска. Проблему гололедообразования испытывают энергосистемы многих стран мира. По данным фирмы Ice Engineering (США), в 1998 г. в США гололед стал причиной повреждения протяженных участков ЛЭП и нанес ущерб в размере 5 млрд долларов. Подсчитано, что только в Северной Америке ущерб, нанесенный электроэнергетической отрасли, превысил 20 млрд долларов за последние 20 лет.

Для минимизации риска гололедных аварий сетевые службы организуют частый визуальный осмотр подвер-

женных гололеду линий или используют системы мониторинга гололедообразования (рис. 1) [1 – 4].



Рис. 1. Система МИГ

Недостатками известных систем является невозможность использования их в районах крайнего севера, необходимость обслуживания и высокая стоимость.

II. ПРЕДЛАГАЕМОЕ РЕШЕНИЕ

A. Базовая технология

В ГИС ПО (МИГ 2.0) вносятся данные о конфигурации и нагрузке ВЛ сетевого района. Гисметео (или другой ресурс прогноза погоды) предоставляет метео данные для сетевого района 3-4 раза в сутки на геосетке. МИГ 2.0 разбивает сети на участки по направлению и принадлежности к зонам с разными метеопараметрами, а после рассчитывает по алгоритмам МИГ параметры гололедообразования на проводе.

При реализации этой функции, как вариант, в программе МИГ диспетчер будет наблюдать факт наличия или отсутствия отложений, распределение интенсивностей гололедообразования и нарощенной массы по участкам (рис. 2).

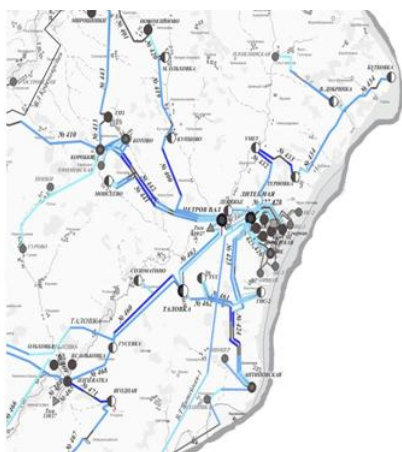


Рис. 2. Система МИГ

Уже установленные посты систем мониторинга служат в качестве реперных точек на карте. Большинство постов установлены в местах со сложным рельефом, что минимизирует погрешность погодных моделей в холмистой и гористой местности. Диспетчер получает рекомендации для проведения плавок.

B. Реализация технологии и сравнение с аналогами

Продукт – программный комплекс МИГ 2.0, который может применяться в любых сетях вкупе с диагностическим оборудованием любых производителей и без него.

МИГ 2.0 – это услуга с абонентской платой – около 300 – 500 тыс. руб. в год на одно производственное отделение или предприятие МЭС.

Описанный подход мы решили выделить в новый тип построения метеодиагностики сетевого района и называем его МИГ 2.0.

Конечно, нам предстоит объемные исследования, но уже сейчас можно выделить особенности подхода (таблица).

СРАВНЕНИЕ С АНАЛОГАМИ

Показатель	Аппаратно (гравитационные системы)	Интеллектуально-аппаратно (система МИГ и ПО МИГ 1.0)	Интеллектуально (МИГ 2.0)
Стоимость решения	160 – 400 тыс. руб./год	100 – 250 тыс. руб./год	10 – 40 тыс. руб./год
Стоимость эксплуатации	20 тыс. руб./год	20 тыс. руб./год	0
Достоверность данных	высокая	очень высокая	приемлемая
Возможность прогнозирования	нет	да	да
Применимость в районах Севера	нет	нет	да

III. Выводы

Применение системы МИГ 2.0 предоставит следующие возможности: резкое снижение стоимости мониторинга гололедной обстановки с 100 – 500 тыс. руб./год до 10 – 40 тыс. руб./год на 100 км ВЛ. Отсутствие затрат на связь с постами и обслуживание постов мониторинга гололедообразования; возможность прогнозирования гололедообразования; большая наглядность представления данных; возможность применения в районах севера и крайнего севера, что сейчас очень актуально.

Список литературы

- [1] Titov D.E., Soshinov A.G., Shewchenko N.Ju. Thermodynamic method of glaze ice monitoring on air lines wires // Applied Mechanics and Materials. – 2015. – Vol. 698. – Pp. 803–807.
- [2] Monitoring the intensity of ice formation on overhead electric power lines and contact networks / D.E. Titov, G.G. Ugarov, A.G. Soshinov // Power Technology and Engineering. – 2015. – Vol. 49(1). Pp. 78–82.
- [3] Повышение эффективности воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ в гололедных районах: монография / Г.Г. Угаров, Н.Ю. Шевченко, Ю.В. Лебедева, А.Г. Сошинов. – М.: Перо, 2013. 187 с.
- [4] Мероприятия по снижению гололедно-ветровых аварий в электрических сетях / М.В. Панасенко, Н.Ю. Шевченко, Н.П. Хромов, А.Г. Сошинов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2014. – № 8. – С. 30–37.

Повышение эффективности эксплуатации распределительных электрических сетей 0,4-35 кВ

А.И. Федотов, А.Р. Ахметшин, Л.Ф. Алиакберова, К.Р. Гиниятуллина
Казанский государственный энергетический университет
Казань, Россия
ahmetshin.ar@mail.ru

Для симметрирования напряжения в распределительных электрических сетях напряжением 0,4 кВ перспективно применение трансформаторов с симметрирующей обмоткой (СО), как при новом строительстве, так и при реконструкции подстанций. Действие СО состоит в компенсации составляющей потока магнитной индукции нулевой последовательности (НП). В результате на выводах 0,4 кВ трансформатора снижается несимметрия напряжения, что благоприятствует как понижению потерь активной мощности в самом трансформаторе, так и в подключенной к нему сети низшего напряжения.

Ключевые слова: трансформаторы с симметрирующей обмоткой, качество электроэнергии, распределительные электрические сети.

Improving the efficiency of operation of electric distribution networks 0.4-35 kV

A.I. Fedotov, A.R. Akhmetshin, L.F. Aliakberova, K.R. Giniyatullin
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russian Federation
ahmetshin.ar@mail.ru

For balancing the voltage in the distribution networks of 0.4 kV transformers with promising application balun coil (CO) both in new construction and reconstruction of substations. Action CO is compensation residual (TM) component of the magnetic flux. As a result, the findings of 0.4 kV transformer reduced voltage asymmetry, which favors a reduction in active power losses in the transformer and it is connected to the low voltage network.

Keywords: balun transformers winding, power quality, power distribution networks.

1. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Проблема определения эффекта от применения трансформаторов с СО заключается в том, что завод-изготовитель не приводит для них необходимых параметров, обеспечивающих выполнение расчетов уровня фазных напряжений при подключении несимметричной нагрузки. Также в существующих программных продуктах, таких, например, как Simulink, отсутствуют готовые математические модели рассматриваемых трансформаторов. В результате невозможно достоверно оценить преимущества от замены обычных трансформаторов на трансформаторы с СО, когда возникает задача технико-экономического обоснования реконструкции подстанции с целью улучшения показателей качества электроэнергии и снижения потерь электроэнергии [1].

В связи с этим актуальна задача разработки методики определения необходимых параметров трансформаторов с СО для расчетов их режимов работы, включая применение стандартных моделей Simulink. Ниже предлагается в этих целях использовать внешние характеристики трансформаторов, снимаемых в режиме однофазной индуктивной нагрузки, что легко может быть реализовано на практике.

Рассмотрим принципиальную схему трансформатора с СО (рис. 1), для которой приведем схему замещения в фазных переменных (рис. 2).

На рис. 2 приняты следующие обозначения: E_a, E_b, E_c – ЭДС, индуцируемые первичной стороной трансформатора; r_T – активное сопротивление фаз обмоток; x_S – собственное фазное индуктивное сопротивление обмоток; r_N – активное сопротивление симметрирующей обмотки; x_{NS} – собственное индуктивное сопротивление СО; x_M – сопротивление взаимной индукции между фазами; x_{MN} – сопротивление взаимной индукции между СО и фазами; $\dot{Z}_a, \dot{Z}_b, \dot{Z}_c$ – сопротивление нагрузки; $\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c$ – фазные напряжения по отношению к нейтральной точке «0».

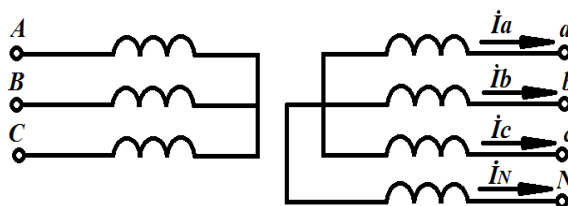


Рис. 1. Принципиальная схема трансформатора с СО

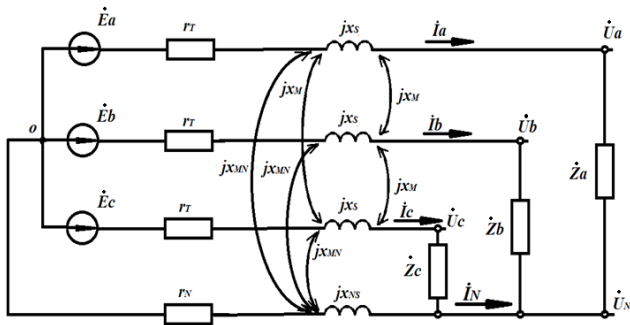


Рис. 2. Схема замещения трансформатора с СО, приведенная к его вторичной стороне

Запишем уравнение баланса фазных напряжений по отношению к нейтрали трансформатора, т.е. по отношению к точке «0» (рис. 2):

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_a - r_T \cdot \dot{I}_a - jx_S \cdot \dot{I}_a - jx_M (\dot{I}_b + \dot{I}_c) - jx_{MN} \cdot \dot{I}_N &= \dot{U}_a \\ \dot{E}_b - r_T \cdot \dot{I}_b - jx_S \cdot \dot{I}_b - jx_M (\dot{I}_a + \dot{I}_c) - jx_{MN} \cdot \dot{I}_N &= \dot{U}_b \\ \dot{E}_c - r_T \cdot \dot{I}_c - jx_S \cdot \dot{I}_c - jx_M (\dot{I}_a + \dot{I}_b) - jx_{MN} \cdot \dot{I}_N &= \dot{U}_c \\ 0 - r_N \cdot \dot{I}_N - jx_{NS} \cdot \dot{I}_N - jx_{MN} (\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c) &= \dot{U}_N, \\ \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c &= -\dot{I}_N. \end{aligned} \right\} (1)$$

Далее определим напряжение каждой фазы по отношению к выводу симметрирующей обмотки, т.е. по отношению к точке N (рис. 2):

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_a - [r_T + j(x_T + x_{CO})] \cdot \dot{I}_a - jx_{CO} \cdot (\dot{I}_b + \dot{I}_c) + r_N \dot{I}_N &= \dot{U}_{aN}, \\ \dot{E}_b - [r_T + j(x_T + x_{CO})] \cdot \dot{I}_b - jx_{CO} \cdot (\dot{I}_a + \dot{I}_c) + r_N \dot{I}_N &= \dot{U}_{bN}, \\ \dot{E}_c - [r_T + j(x_T + x_{CO})] \cdot \dot{I}_c - jx_{CO} \cdot (\dot{I}_a + \dot{I}_b) + r_N \dot{I}_N &= \dot{U}_{cN}, \end{aligned} \right\} (2)$$

где $x_T = x_S - x_M$ и $x_{CO} = x_M + x_{NS} - 2 \cdot x_{MN}$.

Система уравнений (2) позволяет моделировать режимы работы трансформатора с СО по схеме замещения, приведенной на рис. 3, в программном продукте Simulink, в котором такие трансформаторы не имеют математического описания.

Для выполнения конкретных расчетов по определению уровня напряжений на выводах трансформатора с СО при несимметричной нагрузке необходимо знать численные значения параметров схемы замещения (см. рис. 3). Для их определения предлагается воспользоваться внешними характеристиками трансформаторов в несимметричных режимах, которые можно снять при подключении регулируемой индуктивной нагрузки. Наиболее доступным для практической реализации является режим однофазной

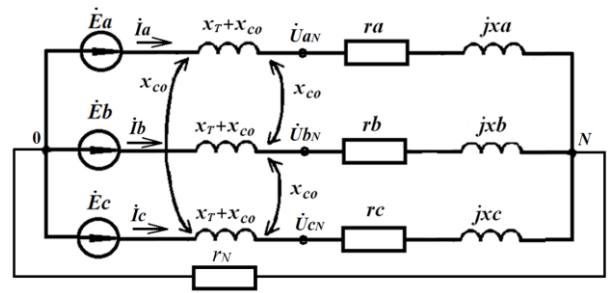


Рис. 3. Преобразованная схема замещения трансформатора с СО

нагрузки трансформатора. В связи с этим покажем, как на его основе рассчитать параметры схемы замещения (см. рис. 3).

Проблема, которая возникает при использовании данной схемы замещения, заключается в том, что она не вполне адекватно отображает магнитное состояние трансформатора при соединении его обмоток по схеме «звезда – звезда с нулём» в режиме несимметричной нагрузки: магнитный поток от токов нулевой последовательности вытесняется из магнитопровода трансформатора и замыкается через его корпус. Поэтому правильнее было бы перейти к схеме замещения трансформатора относительно симметричных составляющих, учитывающих изменение его параметров для нулевой последовательности.

II. ВЫВОДЫ

Для повышения качества электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ эффективны трансформаторы с симметрирующей обмоткой. Они обеспечивают снижение напряжения на незагруженных фазах и его увеличение на загруженных фазах в сравнении с аналогичными по мощности трансформаторами без симметрирующей обмотки.

Расчет экономического эффекта от замены уже установленных трансформаторов на трансформаторы с симметрирующей обмоткой требует знания параметров их схемы замещения. Для их определения удобно использовать режим однофазной индуктивной нагрузки трансформатора.

Показано, что симметрирующая обмотка в значительной мере компенсирует магнитный поток нулевой последовательности, что позволяет использовать полученную схему замещения относительно фазных переменных, легко воспроизводимую в программном продукте Simulink.

Список литературы

- [1] Сайт компании ПРУП «Минский электротехнический завод им. В. И. Козлова». URL: <http://www.metz.by> (дата обращения: 16.07.16).

Определение признаков однофазного замыкания на землю

А.И. Федотов, Г.В. Вагапов, Л.И. Абдуллин
Казанский государственный энергетический университет
Казань, Россия
kgeu@kgeu.ru

Рассматриваются особенности мониторинга однофазных замыканий на землю в электрических сетях напряжением 6 – 35 кВ. Предлагается использовать информацию относительно показателей качества электроэнергии на стороне 0,4 кВ подстанций.

Ключевые слова: мониторинг, однофазное замыкание на землю, место повреждения, частотная характеристика, воздушная линия.

Diagnostic characteristics of the single-phase ground faults

A.I. Fedotov, G.V. Vagapov, L.I. Abdullin
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russia
kgeu@kgeu.ru

This paper is about features of monitoring of the single-phase ground fault (SPGF) in the overhead power lines 6 – 35 kV. It is proposed to use the information about power quality on 0.4 kV side of consumer substations.

Keywords: monitoring, single-phase ground faults, place of fault, frequency characteristic, overhead power line.

I. ВВЕДЕНИЕ

Распределительные электрические сети напряжением 6 – 10 – 35 кВ являются одними из наиболее протяженных в большинстве как региональных, так и федеральных сетевых компаний. Электрические сети рассматриваемого класса напряжений выступают в подавляющем большинстве в качестве единственного источника питания для мелкомоторных потребителей электроэнергии. Одновременно электрические сети данного класса напряжения являются источником питания для бытовых потребителей, что является одной из основополагающих причин необходимости повышения надежности их функционирования.

Немаловажным фактором, оказывающим в среднесрочной перспективе существенное влияние на функционирование распределительных сетей, является принятие нового ГОСТ Р 54149 – 2010 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Этот стандарт, вступивший в действие с 2013 года, отвечает новым экономическим реалиям и, вместе с тем, предъявляет более жесткие по сравнению с предыдущим стандартом требования к показателям качества электроэнергии.

Среди основных причин изменения параметров качества электрической энергии можно выделить появление аварийных режимов в распределительных сетях рассматриваемого класса напряжения. Так, однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются основным видом электрических повреждений в этих сетях [28], о чем свидетельствует опыт эксплуатации и литературные источники. Необ-

ходимо отметить тот факт, что данный вид повреждений является преобладающим и по разным оценкам достигает значений порядка 70 % от общего числа всех повреждений на данном уровне напряжений.

Следовательно, проблема раннего выявления как самого факта ОЗЗ, так и места его появления не только не теряет своей актуальности для распределительных сетей, но приобретает еще большую значимость.

II. МАТЕМАТИЧЕСКИЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

В воздушных электрических сетях, где емкостные проводимости на порядки меньше емкостных проводимостей кабельных линий, на фоне несимметричной нагрузки 0,4 кВ выделить на трансформаторных подстанциях (ТП) признак ОЗЗ по величине тока или напряжения крайне проблематично: аварийные составляющие фазных токов многократно меньше фазных токов нагрузки. На высших гармониках (ВГ) следует ожидать заметный перекося векторов напряжений прямой и обратной последовательностей. Из этого вытекает, что методика локализации поврежденных участков электрической сети может быть основана и на использовании информации о составе ВГ и на стороне 0,4 кВ понижающих подстанций, в первую очередь, на основе использования «резонансных» частот ВГ [1], которые находятся в области спектра частот, не характерном для спектра нагрузки.

Для проведения анализа формы сигнала была смоделирована распределительная электрическая сеть 10 кВ

(рис. 1), где принята одна магистральная воздушная линия (ВЛ), к которой подключено 6 ТП на отпайках.

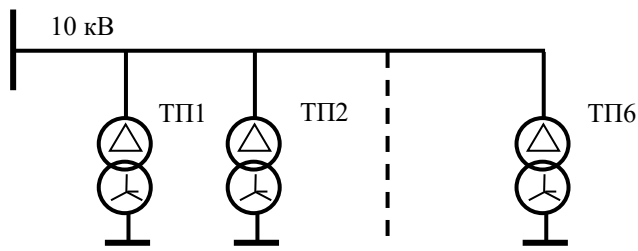


Рис. 1. Принципиальная схема моделируемой сети

На одной из отпайк имитируется дуговое ОЗЗ. На рис. 2 и 3 представлены осциллограммы напряжений на стороне 10 кВ (в начале и в конце ВЛ) и на стороне 0,4 кВ каждой подстанции.

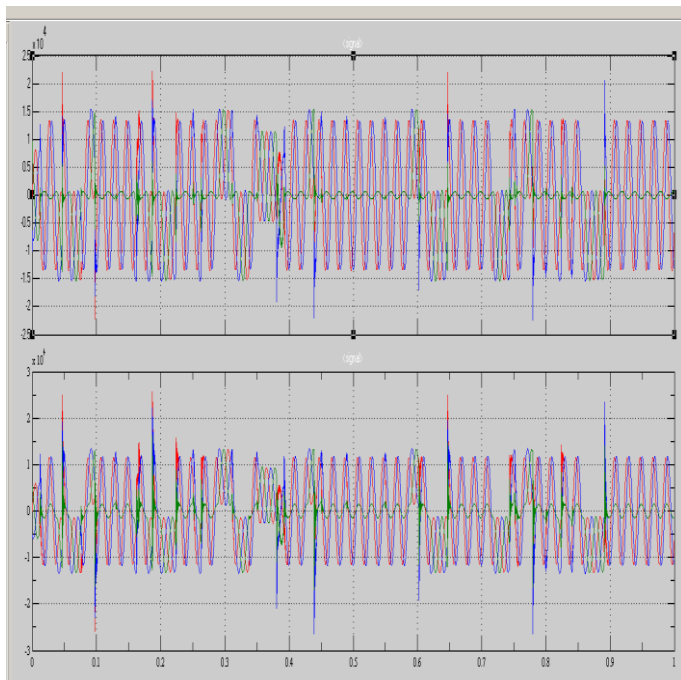


Рис. 2. Осциллограммы напряжения в начале и в конце магистрали

Осциллограммы напряжений на стороне 10 кВ показывают достаточно наглядно наличие перемежающегося ОЗЗ, что может выступать в качестве одного из устойчивых признаков диагностирования замыкания. На стороне 0,4 кВ ТП осциллограммы не имеют явного признака ОЗЗ. Для их выявления необходимо выполнение частотного анализа. На рис. 3 в качестве иллюстрации приведены спектры напряжений ТП2 при установке сенсора на стороне высшего напряжения (ВН) ТП (верхний график) и при размещении сенсора на стороне низшего напряжения (НН) ТП (нижний график).

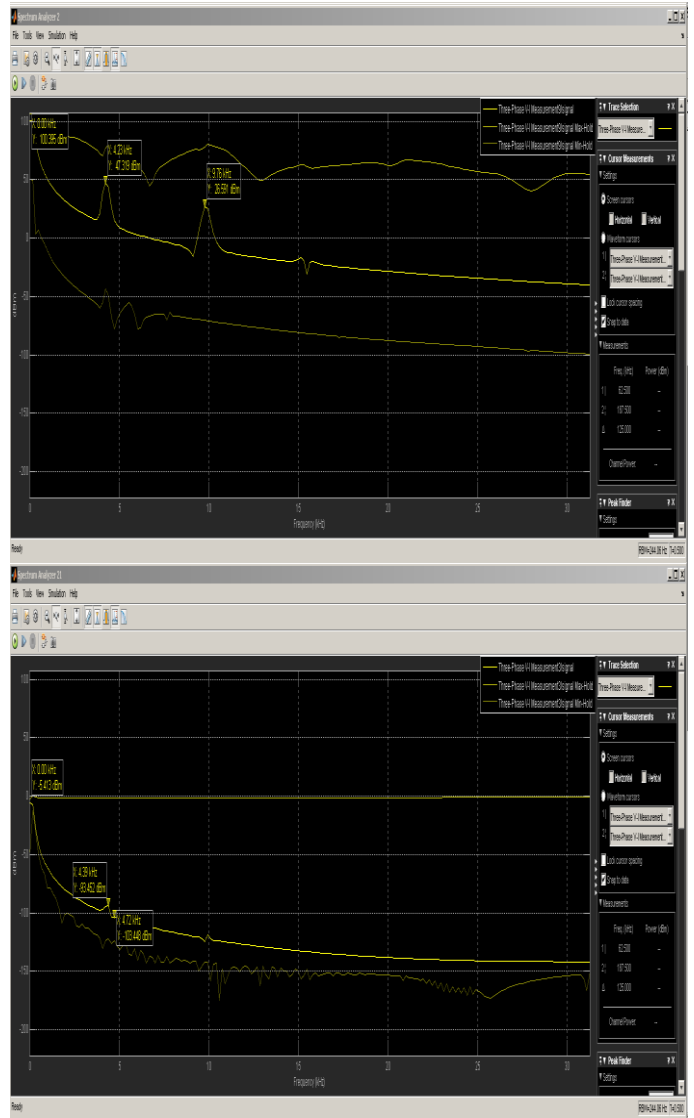


Рис. 3. Спектры напряжений на стороне ВН и НН ТП2

На диаграммах отчетливо проявляется минимум «резонансных» гармоник в сравнении с другими точками измерений в той точке, которая находится на ВЛ с ОЗЗ. На стороне 0,4 кВ «резонансы» выражены гораздо слабее. Необходимо отметить, что приведенные выше спектры соответствуют не амплитудам, а мощности гармоник, так как выражены в единицах dBm :

$$y = 30 + 10 \lg P_* = 30 + 10 \lg \left(\frac{U^2}{R / IW} \right).$$

Сделано это в целях оценки возможности последующего выделения индикативных сигналов с сенсоров, уровень которых ограничивается примерно величиной -100 dBm .

Спектральный анализ напряжений на основе быстрого преобразования Фурье показывает наличие «резонансных» гармоник на частотах, которые дают выраженный «резонансный» всплеск по мощности. Сравнивая спектры на стороне 10 кВ электрической сети и на стороне 0,4 кВ ТП, можно сделать вывод, что аварийный режим (появление ОЗЗ) надежно идентифицируется (рис. 4 и 5).

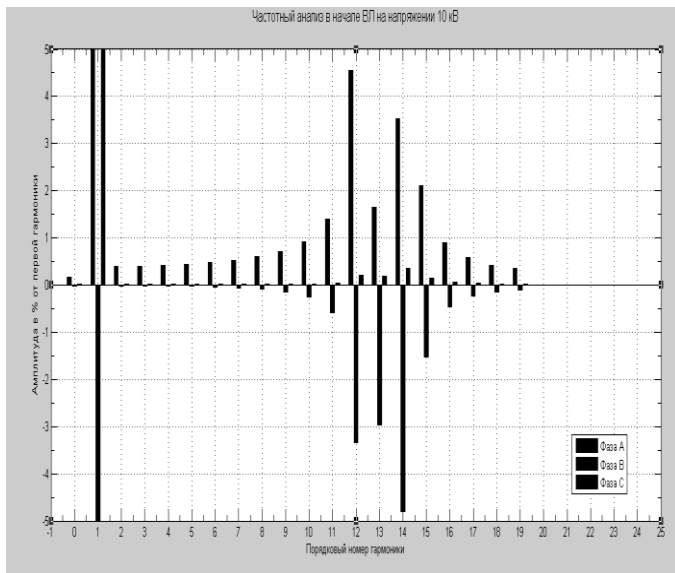


Рис. 4. Частотный анализ напряжения на стороне 10 кВ в начале магистрала

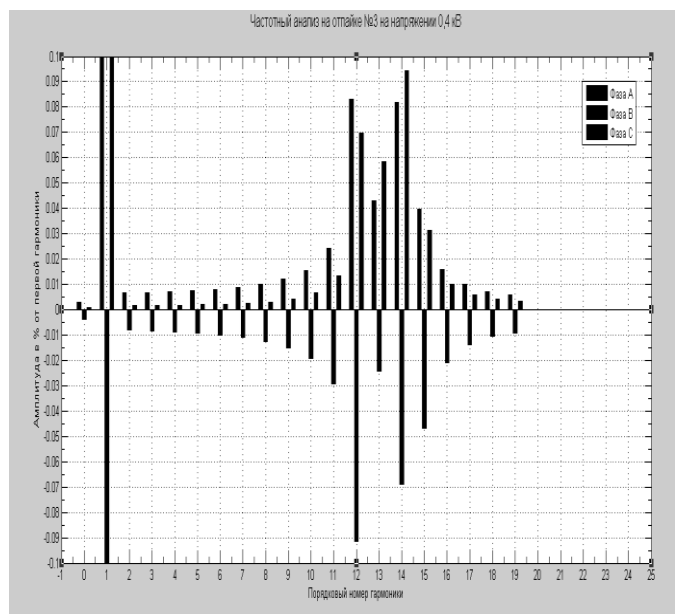


Рис. 5. Частотный анализ напряжения на стороне 0,4 кВ ТП2

Также были выполнены математические эксперименты для режима ОЗЗ на этой же ВЛ на расстоянии 3 км от магистрали и для режима ОЗЗ непосредственно на вводе трансформатора ТП6. Результаты представлены на диаграммах (рис. 6 и 7) для первых двух «резонансных» гармоник, которые были выделены на спектрограммах для каждого узла измерений на стороне ВЛ. По оси ординат использованы единицы измерения – dBm .

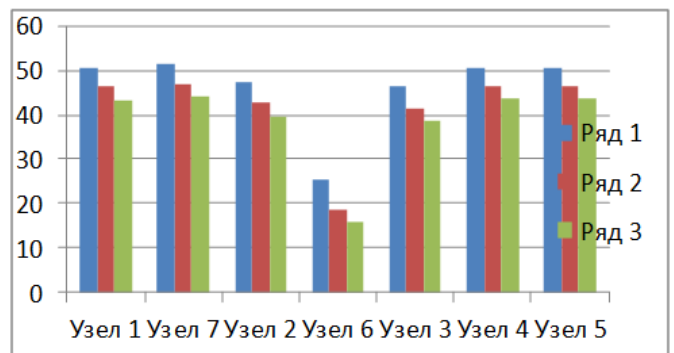


Рис. 6. Изменение уровня первой «резонансной» гармоники

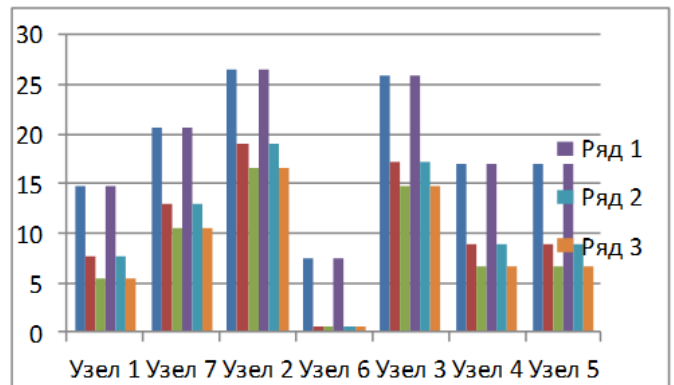


Рис. 7. Изменение уровня второй «резонансной» гармоники

На рис. 6 и 7 узлы измерений расположены в последовательности подключения подстанций к магистрали. Ряд 1 относится к первому режиму, ряд 2 – ко второму режиму, ряд 3 – к третьему режиму работы сети с ОЗЗ.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При установке сенсоров на высшей стороне потребителей можно использовать непосредственно спектрограммы по мощности сигнала на её «резонансных» частотах. Наименьшую мощность имеет сигнал на «резонансной» гармонике на том ответвлении ВЛ от магистрали, на котором произошло ОЗЗ, что позволяет её однозначно идентифицировать.

Статья подготовлена в процессе выполнения НИР «Методы повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии в распределительных электрических сетях», задание № 2014/448 на выполнение государственных работ в сфере научной деятельности в рамках базовой части государственного задания Минобрнауки России.

Исследование эффективности гасящих катушек производства Ritz для предотвращения феррорезонанса

Т.П. Федченко

ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Новосибирск, Россия
tatyana.fedcchenko94@mail.ru

В электроэнергетике феррорезонансные явления характеризуются длительными перенапряжениями и токовыми перегрузками обмоток трансформаторов напряжения (ТН), что обусловлено насыщением магнитопроводов. Традиционно для предотвращения феррорезонанса в сетях 6–35 кВ применяется подключение дополнительного сопротивления величиной 25 Ом во вторичную обмотку ТН, соединённую в разомкнутый треугольник. Эта мера не является достаточно эффективной. Существенно повысить эффективность дополнительного «балластного» сопротивления, подключаемого во вторичную обмотку ТН, позволяет применение насыщающихся катушек индуктивности. Такие устройства, в частности, производятся компанией Ritz (Германия), и производитель гарантирует полное устранение феррорезонанса.

Получены области существования феррорезонанса для ТН типа ЗНОЛ-6, оснащённых катушкой Ritz, дополнительным сопротивлением 25 Ом и без дополнительных технических мер. При оснащении ТН катушкой Ritz также была получена область устойчивого феррорезонанса, которая меньше, чем при применении резистора 25 Ом в треугольнике, но, тем не менее, имеет место.

Несмотря на то, что катушка RITZ с точки зрения антирезонансных свойств эффективнее резистора, она не обеспечивает полной защиты ТН от повреждений из-за феррорезонанса. Это объясняется тем, что в определённом диапазоне параметров сети напряжение на вторичной обмотке ТН, соединённой в треугольник, не достигает номинальной величины 100 В, что приводит к снижению магнитного потока в катушке Ritz и её неполному насыщению.

Ключевые слова: феррорезонанс, RITZ, гасящие катушки, трансформатор напряжения.

Study of efficiency damping coil of Ritz to prevent ferrorezoneance

T. Fedchenko

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation
tatyana.fedcchenko94@mail.ru

In power engineering, effects of ferrorezoneance are characterized by prolonged overvoltage and overcurrent in voltage transformer (VT) windings, which is caused by saturation of magnetic cores. Traditionally, in order to prevent ferrorezoneance in 6-35 kV networks, an additional resistance of 250m in delta-connected VT secondary winding is used. This measure is often not sufficiently effective. Significantly increase the effectiveness of additional "damping" resistance, connected to the secondary delta winding of the VT, allows usage of saturable inductors. These devices, in particular, manufactured by Ritz (Germany) and the manufacturer guarantees the complete elimination of ferrorezoneance.

Domains of stable ferrorezoneance for VT type ZNOL-6 were obtained, for cases when VT is equipped with coil Ritz, additional resistance 250m and without additional technical measures. The domain of stable ferrorezoneance in VT equipped with Ritz coil is less than such for VT equipped with 250m resistor in delta winding, but, nevertheless, stable ferrorezoneance occurs.

Despite the fact that the coil RITZ more effective, than resistor in suppressing ferrorezoneance, it does not provide complete protection from VT damage. The explanation is, that in a certain range of network parameters the voltage on the VT's delta secondary winding during ferrorezoneance does not reach rated value of 100V. This results in a decrease in magnetic flux in the Ritz coil and its incomplete saturation.

Keywords: ferrorezoneance, RITZ, damping coil, voltage transformers.

I. ВВЕДЕНИЕ

В электроэнергетике феррорезонансные явления, обусловленные насыщением магнитопроводов трансформаторов напряжения (ТН), характеризуются длительными

перенапряжениями и токовыми перегрузками обмоток ТН. Так как ТН не рассчитаны на длительную работу в режиме сильного насыщения, происходит их повреждение. Возникающие при этом перенапряжения также опасны

для измерительного оборудования и средств защиты силового оборудования.

При определённых условиях в заземляемых ТН, установленных в сетях с изолированной нейтралью, может возникнуть феррорезонанс.

Выделяют следующие причины возникновения феррорезонанса в сетях 6–35 кВ:

- 1) однофазные дуговые замыкания (ОДЗ);
- 2) отключение металлических замыканий на землю (ОЗЗ);
- 3) повреждения ТН при возникновении неполнофазных режимов;
- 4) явление «ложной земли».

Традиционно для предотвращения феррорезонанса в сетях 6–35 кВ применяется подключение дополнительного сопротивления величиной 25 Ом во вторичную обмотку ТН, соединённую в разомкнутый треугольник. Эта мера не является достаточно эффективной [1].

Существенно повысить эффективность дополнительного «балластного» сопротивления, подключаемого во вторичную обмотку ТН, позволяет применение насыщающихся катушек индуктивности. Такие устройства, в частности, производятся компанией Ritz (Германия). Для предотвращения возникновения феррорезонанса в сетях 10–36 кВ предлагается использовать «гасящее устройство» DE 6 [2]. Металлический корпус устройства содержит гасящую индуктивность и группу резисторов.

II. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Целью данной работы является исследование эффективности применения катушек Ritz для защиты ТН от повреждений из-за феррорезонанса. Был поставлен ряд задач:

- создание математической модели сети с изолированной нейтралью и ТН, оснащённых катушкой Ritz;
- создание математической модели сети с изолированной нейтралью и ТН дополнительным сопротивлением 25 Ом;
- создание математической модели сети с изолированной нейтралью и ТН без дополнительных технических мер.

III. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ КАТУШЕК RITZ

Принцип действия катушек Ritz основан на физике феррорезонансных процессов в сетях 6–35 кВ. В этих сетях феррорезонанс возникает исключительно на субгармониках (на частотах 10–25 Гц). На частоте 50 Гц катушка Ritz потребляет порядка 5 А, но на субгармониках, в частности на частоте 25 Гц, магнитный поток в катушке увеличивается в два раза и происходит её насыщение. Ток, потребляемый катушкой, возрастает до 80–100 А, и активные потери в ней достигают 1–2 кВт. Это существенно выше, чем активные потери на демпфирующем сопротивлении 25 Ом (не более 400 Вт) и приводит к более эффективному подавлению феррорезонансных колебаний.

Для исследования антирезонансных свойств ТН, оснащённых катушками Ritz, была составлена математическая модель сети с изолированной нейтралью и ТН (рис. 1 и 2). Параметры катушки Ritz были оценены путём математического моделирования на основании данных с сайта производителя [2]: активное сечение стали магнитопровода – 4 см²; средняя длина силовой линии – 0,5 м; число витков обмотки – 600; активное сопротивление обмотки постоянному току – 1 Ом. При таких параметрах на частоте 50 Гц катушка рассеивает мощность 40 Вт, на частоте 25 Гц величина рассеиваемой мощности возрастает до 2,9 кВт.

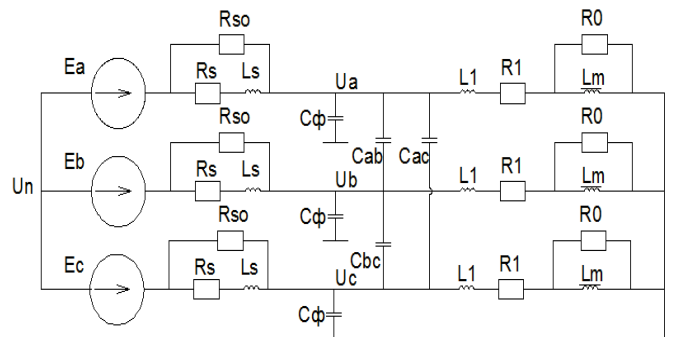


Рис. 1. Схема сети без вторичной обмотки

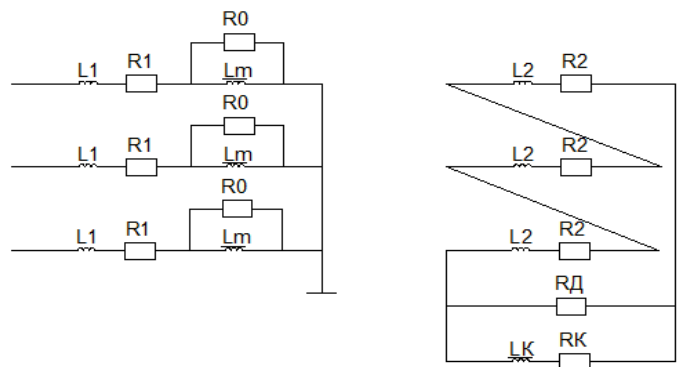


Рис. 2. Схема замещения со вторичной обмоткой

Далее, на рис. 3 – 5 представлены осциллограммы затухающего феррорезонанса в ТН типа ЗНОЛ, оснащённого катушкой RITZ. Моделировался процесс, возникающий в сети после отключения однофазного замыкания на землю.

В процессе исследований было установлено, что катушка RITZ не обеспечивает полного предотвращения возникновения устойчивого феррорезонанса при любых параметрах сети. При определённой ёмкости фазы на землю отключение ОЗЗ приводит к возникновению устойчивого субгармонического колебательного процесса, при этом ток в катушке RITZ существенно возрастает, но это не приводит к затуханию резонансных колебаний.

На рис. 6 – 8 представлены осциллограммы устойчивого резонанса в ТН типа ЗНОЛ, оснащённого катушкой RITZ. Из осциллограмм видно, что процесс является незатухающим.

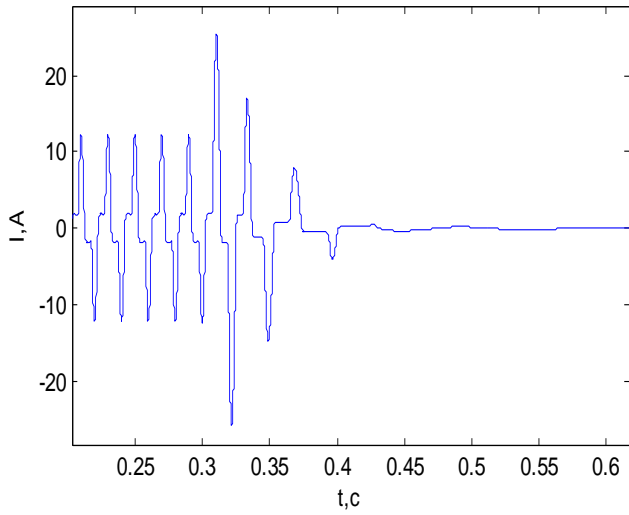


Рис. 3. Осциллограмма тока в обмотке катушки RITZ

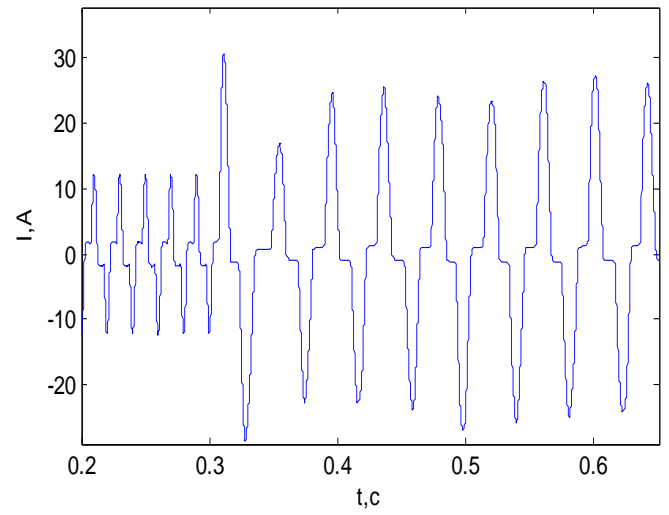


Рис. 6. Осциллограмма тока в обмотке катушки RITZ

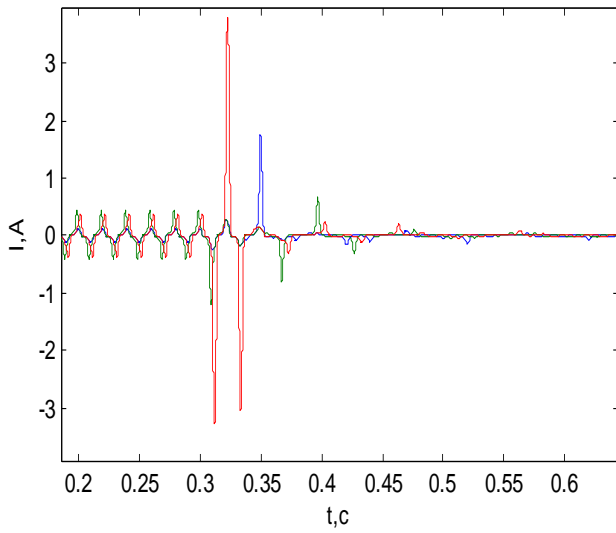


Рис. 4. Осциллограмма тока в трансформаторе напряжения

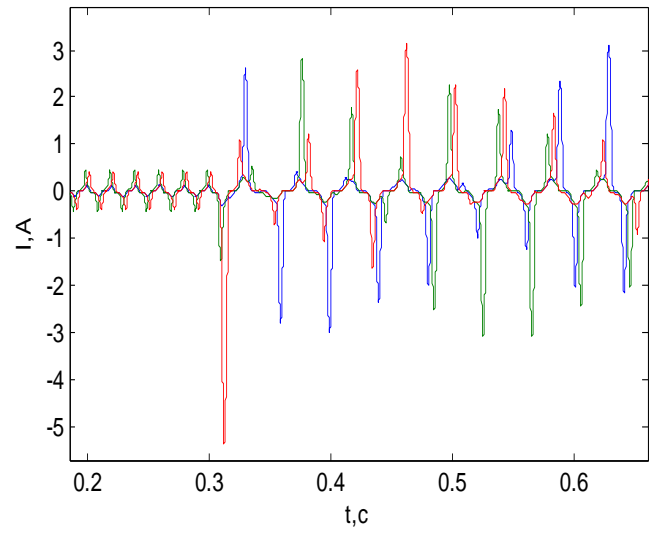


Рис. 7. Осциллограмма тока в трансформаторе напряжения

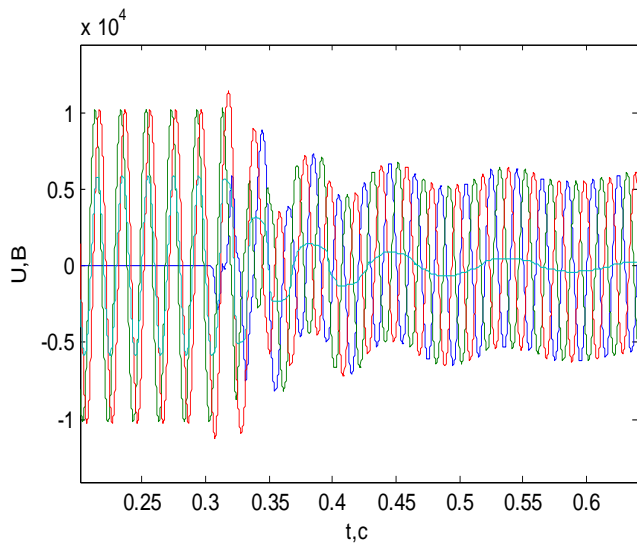


Рис. 5. Осциллограмма напряжения на трансформаторе напряжения

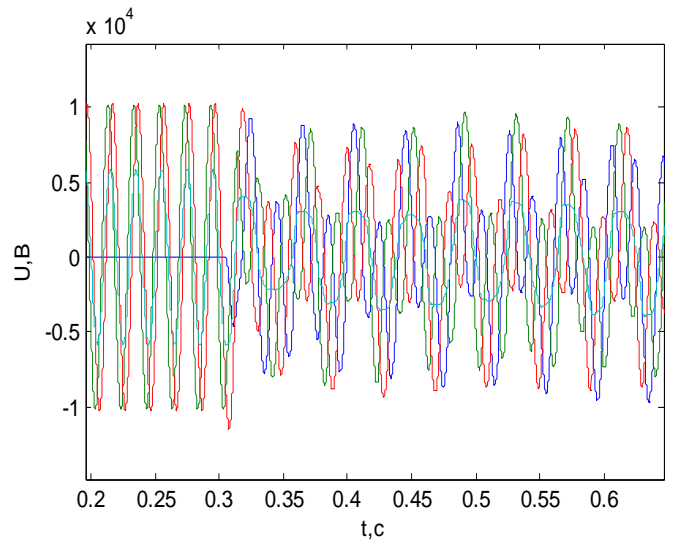


Рис. 8. Осциллограмма напряжения на трансформаторе напряжения

Для сравнения эффективности гасящего устройства DE-6 с другими техническими мерами предотвращения феррорезонанса выполнялось компьютерное моделирование ТН типа ЗНОЛ-6, оснащенных дополнительным сопротивлением 25 Ом и без дополнительных технических мер для выявления областей устойчивого феррорезонанса (рис. 9).

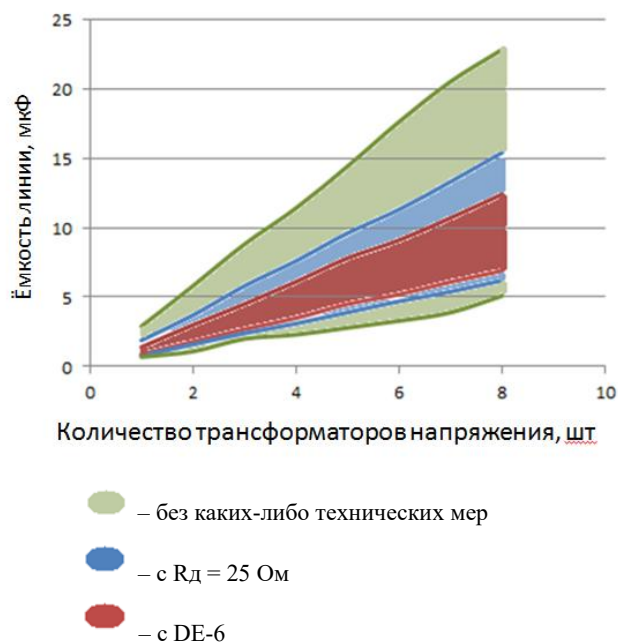


Рис. 9. Область феррорезонанса

Наличие области устойчивого феррорезонанса для ТН, оснащённого катушкой Ritz, можно объяснить следующим образом. Из осциллограмм на рис. 6 – 8 видно, что после отключения однофазного замыкания на землю возникает устойчивый режим феррорезонанса. Основная частота феррорезонансного процесса – 25 Гц. Насыщение демпфирующего устройства приводит к значительному увеличению тока в демпере по сравнению с режимом ОЗЗ (частота 50 Гц, рис. 6). Амплитуда тока в демпере достигает 30 А, при этом ток резко несинусоидальный. Действующее значение тока – 15 А. Потери в нелинейной катушке индуктивности при этом составят порядка 200 Вт.

Значительно меньший ток и активные потери в насыщенной катушке индуктивности можно объяснить тем обстоятельством, что напряжение $3U_0$ в режиме феррорезонанса получилось значительно меньше, чем расчётное напряжение в 110 В. Соответственно индукция в сердечнике демпфирующей катушки тоже имеет меньшее значение, и катушка не достигает необходимой степени насыщения.

Производители устройства Ritz DE также отмечают, что основным недостатком данного устройства является его низкая эффективность при «феррорезонансе с малой амплитудой» по сравнению с обычным резистором. Для этого в конструкции Ritz-DE предусмотрено параллельное подключение резистора сопротивлением 90 Ом для использования преимуществ обоих устройств. Однако в приведенных выше расчётах резистор 90 Ом также моделировался, однако существенного влияния на процессы не оказал ввиду большой величины сопротивления (максимальные потери на резисторе – 135 Вт, а в приведенном на рис. 6 – 8 расчёте они составляют 60 Вт).

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

Были получены области существования феррорезонанса при ОДЗ (однофазном дуговом замыкании) и отключении ОЗЗ для ТН типа ЗНОЛ-6, оснащённых катушкой Ritz, дополнительным сопротивлением 25 Ом и без дополнительных технических мер. Без мер диапазон ёмкостей фазы сети, при которых возможен устойчивый феррорезонанс в сети с восемью ТН, составляет 5...23 мкФ. Применение резистора 25 Ом в треугольнике сокращает эту область до 6...15 мкФ. При оснащении ТН катушкой Ritz область устойчивого феррорезонанса ещё сократится до диапазона ёмкостей фазы сети – 6...12 мкФ.

Таким образом, можно сделать вывод, что, несмотря на то, что катушка Ritz с точки зрения антирезонансных свойств эффективнее резистора, она не обеспечивает полной защиты ТН от повреждений из-за феррорезонанса. Это объясняется тем, что в определённом диапазоне параметров сети напряжение на вторичной обмотке ТН, соединённой в треугольник, не достигает номинальной величины 100 В, что приводит к снижению магнитного потока в катушке Ritz (даже с учётом его кратного увеличения на субгармонической частоте) и недостаточному насыщению катушки. Производитель сообщает, что для предотвращения феррорезонанса в этом режиме параллельно катушке подключается резистор величиной 90 Ом. Однако в результате расчётов было установлено, что добавочные потери на этом резисторе во всех режимах не выше 100 – 120 Вт и существенного влияния на процессы при недостаточном насыщении катушки не оказывают.

Список литературы

- [1] Зихерман М.Х. Трансформаторы напряжения для сетей 6–10 кВ. Причины повреждаемости // Новости электротехники. – 2003. – № 1(25). – URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/25/10.php>.
- [2] Ritz instrument transformers. Гасящее устройство типа DE-6 для избежания эффектов феррорезонанса в системах от 10 до 36 кВ. – URL: <http://www.ritz-rus.ru/doc/txt/ar01.pdf>.

Исследование электрического поля воздушной линии электропередачи высокого напряжения

Н.А. Фоменко, А.Ю. Мурзин, С.А. Словесный

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»
Иваново, Россия
natascha94@inbox.ru

Проблема обеспечения электромагнитной безопасности биологических объектов является чрезвычайно актуальной в связи с ростом электромагнитного загрязнения биосферы. Воздействию электромагнитных полей промышленной частоты подвергаются как персонал, обслуживающий действующие электроустановки, так и население, живущее или работающее вблизи линий электропередачи и подстанций. Целью исследовательской работы является расчет и анализ распределения электрических полей промышленной частоты, создаваемых воздушными ЛЭП, для определения уровня их опасности в отношении живых организмов с последующей разработкой, при необходимости, защитных мероприятий, таких как экранирование. При моделировании участка линии электропередачи в программном комплексе ANSYS Maxwell 3D конфигурация провода допускается представлять упрощенно, так как на высоте человеческого роста распределение напряженностей электрического поля реального фазного провода и его упрощенной модели практически совпадают. Замена реального провода цилиндрической моделью значительно сокращает время вычислений.

Ключевые слова: линия электропередачи высокого напряжения, напряженность электрического поля, электробезопасность.

High voltage overhead line electrical field research

Natalya Fomenko, Andrey Murzin, Sergey Slovesniy

Ivanovo State Power University
Ivanovo, Russian Federation
natascha94@inbox.ru

The matter of biological objects electromagnetic safety is extremely relevant in connection with the biological envelope electromagnetic pollution growth. Both the equipment staff and population, working and living close to the overhead lines and substations are subjected to industrial frequency electromagnetic fields. The research aim is overhead line industrial frequency electrical field allocation calculation and analysis to define its danger for the living organisms with the following caging-like protect measures development, if necessary. When modeling the line section in the ANSYS Maxwell 3D software, the conductor configuration is accepted to be conventionalized, because at the human scale height the electric power strength allocation of both real phase conductor and its conventionalized model are close to equal. The replacement of the real conductor by its circumferential model reduces the calculation time materially.

Keywords: high voltage overhead transmission line, electric field strength, electrical safety.

Большая протяжённость воздушных линий электропередачи на территории нашей страны обуславливает отчуждение под воздушные линии (ВЛ) и подстанции значительных территорий, в том числе плодородных земель сельскохозяйственного назначения. Особенно это ощутимо для электрических сетей напряжением 110 кВ и выше. Воздушные линии электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения (ВЛЭП СВН) зачастую проходят по садовым и огородным участкам, вблизи жилых зон. Поэтому задача оценки негативного влияния ВЛЭП СВН на окружающую среду и население становится все более актуальной с учетом постоянного увеличения электромагнитного фона.

Воздействию электромагнитных полей (ЭМП) промышленной частоты подвергаются как персонал, обслуживающий действующие электроустановки, так и население, живущее или работающее вблизи линий электропе-

редачи и подстанций. Действие электрического и магнитного полей на организм человека еще не до конца изучено, однако их влияние на окружающую среду и живые организмы подтверждено исследователями, работающими в области медицины и биологии. Кроме того, появляются все новые данные об отдаленных последствиях воздействия неионизирующих электромагнитных излучений на здоровье людей. Основными источниками ЭМП промышленной частоты, как известно, являются ЛЭП высокого и сверхвысокого напряжения.

Электромагнитная безопасность – совокупность организационных, инженерно-технических, лечебно-профилактических мероприятий, направленных на защиту живых организмов от отрицательного воздействия ЭМП. Организационные мероприятия включают в себя выбор режима работы, защиту временем и расстоянием, а к лечебно-профилактическим мероприятиям относят перио-

дические медицинские осмотры. Инженерно-технические мероприятия направлены на уменьшение эмиссии электромагнитных излучений в окружающее пространство или на защиту локальной области от проникновения в нее сильных ЭМП. К таким мероприятиям можно отнести применение тросовых экранов, разработку конструкций ВЛ со сниженным уровнем ЭМИ, переоборудование нескольких параллельных одноцепных ВЛ в многоцепные.

Вышеперечисленные мероприятия не всегда легко реализуемы и часто требуют значительных капитальных затрат. В связи с этим возникает необходимость в разработке новых инженерных методик расчета и анализа распределения электромагнитных полей ЛЭП, позволяющих обоснованно подходить к выбору мероприятий по уменьшению негативного влияния электромагнитных излучений на биологические объекты.

Целью исследовательской работы является расчет и анализ распределения электрических полей промышленной частоты, создаваемых воздушными ЛЭП, для определения уровня их опасности в отношении живых организмов с последующей разработкой, при необходимости, защитных мероприятий, таких как экранирование.

Существует множество численных методов расчета электрических полей, но в настоящее время все большее применение для указанных целей находят современные программные комплексы, позволяющие моделировать электрические и магнитные поля промышленной частоты и контролировать уровни напряженности этих полей на различной удаленности от ЛЭП. Среди существующего многообразия программных продуктов, предназначенных для решения полевых задач, можно выделить три универсальных пакета такого рода: ANSYS, Femlab и Elcut.

Пакет ANSYS обладает наибольшим числом достоинств. Однако сложность интерфейса программы, большое число параметров ее настройки и почти полное отсутствие учебников по программе на русском языке затрудняют ее использование.

Точный расчет напряженности электрического поля в программном комплексе ANSYS Maxwell 3D при моделировании реальной линии электропередачи имеет достаточно большую продолжительность, которая напрямую зависит от сложности моделируемого объекта. По этой причине для упрощения расчета целесообразно выполнить замену реального провода его цилиндрической моделью (рис. 1), что в несколько раз сокращает продолжительность расчета. Для проверки возможности указанной замены был произведен расчет распределения напряженности электрического поля, создаваемого реальным проводом АС-330/42 и его упрощенной моделью. В качестве исходных данных были заданы конфигурация провода и фазное напряжение.

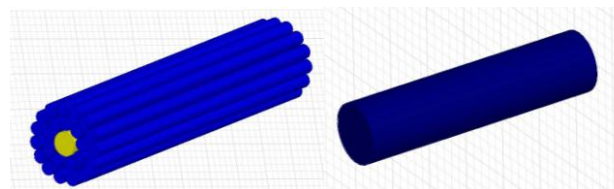


Рис. 1. Замена провода цилиндрической моделью в ANSYS Maxwell 3D

На рис. 2 представлены результаты расчета напряженности электрического поля в программном комплексе ANSYS Maxwell 3D для реального провода и для его упрощенной цилиндрической модели.

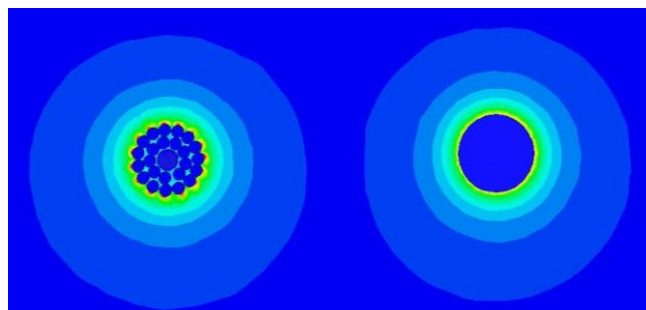


Рис. 2. Распределение напряженности электрического поля реального провода и его цилиндрической модели

Напряженность электрического поля провода максимальна вблизи выступающих наружных участков проводников. По мере удаления от провода напряженность электрического поля снижается и постепенно становится равной напряженности поля упрощенной цилиндрической модели провода.

Таким образом, замена реального провода цилиндрической моделью значительно сокращает время вычислений, не уменьшая при этом самой точности вычислений. При последующей оценке распределения напряженности электрического поля ВЛЭП с учетом действия тросовых экранов фазные проводники линии и экранирующие тросы могут быть заменены их цилиндрическими моделями.

Список литературы

- [1] Мисриханов М.Ш. Обеспечение электромагнитной безопасности электросетевых объектов / М.Ш. Мисриханов, Н.Б. Рубцова, А.Ю. Токарский. – М.: Наука, 2010. – 870 с.
- [2] Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 4 / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.
- [3] Шевченко С.Ю. Анализ методов расчета электрических полей установок высших напряжений // Электротехника и электромеханика. – 2010. – № 4. С. 59–62.
- [4] Колечинский Е.С. Расчет электрических полей установок высокого напряжения. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 168 с.

Физические процессы в самокомпенсирующихся линиях электропередачи, использующих стандартные конструкции проводов и опор

А.Л. Фролов, В.Г. Гольдштейн
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
frolov.aces@gmail.com

В настоящее время, в связи с необходимостью транспорта электрической энергии на значительные расстояния от 1000 км и более и жесткими экологическими ограничениями, возникает острая необходимость в создании инновационных конструкций воздушных линий электропередачи. При создании таких линий и, прежде всего, при их проектировании возникают проблемы с обеспечением высокой пропускной способности, уменьшением габаритов, возникновением короны на проводах, радиопомехами, электрической безопасностью и электромагнитной совместимостью. В связи с этим необходимы теоретические исследования и обоснования новых видов электропередачи, одним из которых являются самокомпенсирующиеся разомкнутые линии электропередачи. Очевидным преимуществом разомкнутых линий является возможность использования поперечной емкости между прямой и встречной составляющими проводов для компенсации продольного реактивного сопротивления линии электропередачи и, как следствие, увеличения пропускной способности. Кроме того, конструкция разомкнутых линий электропередачи позволяет отказаться от сосредоточенной продольной компенсации, а именно от строительства промежуточных подстанций, со всеми вытекающими последствиями.

Исходной конструкцией разомкнутых линий, предложенной одним из авторов данного способа передачи электрической энергии, является группа из трех опор, расположенных на некотором расстоянии друг от друга и несущих на себе прямой и встречный проводник разомкнутой линии, что является нерациональным. Поэтому в СамГТУ был предложен ряд конструкций разомкнутых линий, подтвержденный патентами РФ, сущность которых состоит в том, чтобы использовать стандартные конструкции опор и фаз для разомкнутых линий.

Полученные в ходе работы результаты позволяют наиболее целесообразно использовать стандартные решения при создании разомкнутых линий электропередачи. Каждая из этих конструкций обладает естественными преимуществами в виде отработанной технической и технологической базы, в частности, по разомкнутым концам и в промежуточных точках линии электропередачи целесообразна установка нелинейных подвесных ограничителей перенапряжения.

Произведено сравнение конструкций и режимных параметров традиционных воздушных линий электропередачи и разомкнутых линий электропередачи.

Ключевые слова: дальняя линия, пропускная способность, разомкнутая линия, прямой провод, встречный провод, самокомпенсация.

Physical processes in self-compensated power lines, using standard wires and transmission tower design

A.L. Frolov, V.G. Goldstein
Samara State Technical University
Samara, Russian Federation
frolov.aces@gmail.com

Currently, due to the need to transport electricity over long distances of 1000 km and more, and stringent environmental restrictions, there is an urgent need to create innovative designs of overhead power lines. The establishment of such lines and, above all, in their design problems arise from the provision of high bandwidth, decrease in size, the appearance of a crown on the wires, radio interference, electrical safety and electromagnetic compatibility. In this connection, the necessary theoretical research and study of new types of transmission, one of which is self-compensating-open transmission line. The obvious advantage is the possibility of open lines using a straight lateral capacitance between the wires and the counter part to compensate for the transmission of longitudinal reactance of the line and, consequently, increase throughput. In addition, the transmission lines of open design eliminates the concentrated longitudinal compensation, namely, the construction of the intermediate substations, with all its consequences.

The initial design of open lines suggested by one of the authors of the method of transmission of electric power, a group of three towers, located at some distance from each other, and bearing the direct and counter-wire open line that is unsustainable. Therefore

Samara State Technical University proposed a number of constructions of open lines, confirmed by RF patents, the essence of which is to use the standard support structure for the phase of open lines.

The findings of the results of work allow the most appropriate to use a standard solution for the creation of open power lines. Each of these designs has natural advantages in the form of waste technical and technological base, in particular open ends and at intermediate points of transmission line suitable nonlinear suspended installation of surge arresters.

Comparison of design and regime parameters of traditional overhead transmission lines and open power lines was made.

Keywords: distant line bandwidth, open line, direct line, a counter-wire, self-compensation.

1. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день существует три альтернативных варианта передачи больших мощностей на сверхдальние расстояния: электропередача по воздушным линиям переменным током, электропередачи постоянного тока, требующие обязательного использования выпрямляющих и инверторных установок, электропередача с помощью кабельных линий, использующих эффект сверхпроводимости, что требует дополнительного охлаждения сверхпроводящих кабелей.

При решении задачи распределения потоков мощности вблизи мест сосредоточения нагрузок могут быть использованы также различные решения, связанные с применением компактных ВЛ, газоизолированных КЛ, а также многоцепных комбинированных ВЛ.

Одним из главных факторов, ограничивающих пропускную способность сверхдальних ВЛ переменного тока, является значительная собственная продольная индуктивность фазных проводников. Для того чтобы в значительной степени нивелировать значение данного фактора, в середине XX века профессором Николаем Филипповичем Ракушевым был предложен способ достижения явления самокомпенсации продольной индуктивности за счёт собственной ёмкости фазных проводников, образующейся между двумя параллельно проложенными проводами [1]. Однако эффективность подобной конструкции ставилась современниками под сомнение.

II. ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Первоочередной задачей, реализация которой рассмотрена в данной статье, является анализ физических процессов в самокомпенсирующихся воздушных линиях электропередачи, использующих стандартные конструкции проводов и опор. Для выполнения данной задачи была проведена серия электрических расчетов для двух базовых конструкций разомкнутых воздушных ЛЭП, а именно: для РЛЭП, использующих расщепленную конструкцию фазы [2], и РЛЭП на базе двухцепных воздушных ЛЭП, использующих каждую из цепей ЛЭП в качестве прямой и обратной составляющих общего участка самокомпенсации [3].

III. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАЗОМКНУТОЙ ЛЭП, ИСПОЛЮЮЩЕЙ РАСЩЕПЛЕННУЮ КОНСТРУКЦИЮ ФАЗЫ

Перед тем как задаваться какими-либо параметрами электропередачи, определим некоторые основные формулы и теоретические выкладки, необходимые для расчета.

Для того чтобы определить сечение проводов, воспользуемся уравнением М.О. Доливо-Добровольского:

$$S = \frac{100 \cdot P \cdot a \cdot \tau}{\Delta P_{\%} \cdot U^2 \cdot \sigma \cdot \cos^2 \varphi_2} \quad (1)$$

Здесь с учетом проводимости алюминия имеем:

$$S = 0,666 \cdot \frac{\tau \cdot P \cdot a}{T \cdot U^2 \cdot \cos^2 \varphi_2}, \quad (2)$$

где P – передаваемая мощность, кВт; U – напряжение (междуфазное) линии, кВ; a – длина линии, км; ΔP – наибольшая потеря мощности, %; T – годовое число часов использования максимума, ч; τ – время потерь, ч.

Далее необходимо определить индуктивные и емкостные характеристики и параметры проводов линии электропередачи:

– взаимоемкость проводов ЛЭП:

$$C_{12} = \frac{0,0121}{\lg \frac{d_c \cdot 10^2}{r_d \sqrt{1 + \frac{d_c^2}{4h^2}}}}; \quad (3)$$

– взаимную индуктивность проводов ЛЭП:

$$M = 4,6 \cdot 10^{-6} \cdot \lg \frac{1000}{d_c}; \quad (4)$$

– внутреннюю индуктивность для прямого и встречного провода ЛЭП:

$$l_b = \left(4,6 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{d_{np}} + 0,5 \right) \cdot 10^{-6}; \quad (5)$$

– собственную индуктивность линии:

$$l = \left(4,6 \cdot \lg \frac{1,26D}{r_d} + \frac{l_b}{n} \right) \cdot 10^{-4}. \quad (6)$$

Примем следующие параметры электропередачи:

- передаваемая мощность в нормальном режиме – 2 млн кВт;
- коэффициент мощности приёмного конца – 2;
- преодолеваемое расстояние – 1900 км;
- годовое число часов использования максимума – 5600 ч.;
- время потерь – 2600 ч.

Рассчитаем сечение сталеалюминиевых проводов на одну фазу по уравнению (2):

$$S = 0,666 \frac{2600 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 1900}{5600 \cdot 750^2 \cdot 1} = 2,089 \cdot 10^3 \text{ мм}^2.$$

Так как фаза разбивается на прямой и встречный провод, а затем каждый из двух проводов расщепляем еще на два, для того, чтобы обеспечить необходимое суммарное сечение с помощью проводов марки АС, имеем $4 \times \text{АС}500/64$. Другими словами, $2 \times \text{АС}500/64$ для прямого провода и $2 \times \text{АС}500/64$ для встречного.

Так как было решено использовать стандартную конструкцию фазы, имеем расстояние между прямым и встречным проводом, см, что является в то же время и расстоянием между расщепленными проводами одной фазы.

Далее определим основные показатели линии. Действующий радиус пучка:

$$r_d = r_0^n \cdot d_{cp}^{\frac{n-1}{n}} = \sqrt[n]{\frac{30,6}{2} \cdot 60^{\frac{2-1}{2}}} = 30,3 \text{ см.}$$

Определим взаимемкость по формуле (3) при средней высоте подвеса проводов, м (для расчетов были выбраны геометрические параметры промежуточных опор ПП750-1*):

$$C_{12} = \frac{0,0121}{\lg \frac{60}{30,3 \sqrt{1 + \frac{0,6^2}{417^2}}}} = 4,079 \cdot 10^{-8} \text{ Ф.}$$

Взаимная индуктивность:

$$M = 4,6 \cdot 10^{-6} \cdot \lg \frac{1000}{0,6} = 1,482 \cdot 10^{-3} \text{ Гн/км.}$$

Внутренняя индуктивность для прямого и встречного провода рассчитана по формуле (5), для этого примем расстояние между фаз линии $D_{cp} = 18,5 \cdot 1,26 \text{ м}$:

$$l_b = \left(4,6 \cdot \lg \frac{23,31 \cdot 10^3}{30,6} + 0,5 \right) \cdot 10^{-6} = 1,376 \cdot 10^{-3} \text{ Гн/км.}$$

Собственная индуктивность по формуле (6):

$$l = \left(4,6 \cdot \lg \frac{23,31 \cdot 10^3}{30,3} + \frac{13,76}{2} \right) \cdot 10^{-4} = 1,555 \cdot 10^{-3} \text{ Гн/км.}$$

Длина самокомпенсации линии в данном расчете будет вычислена с некоторой погрешностью, без последовательных приближений:

$$a_k = \sqrt{2} \cdot \frac{1 - \frac{l - M}{8(l + M)}}{314 \sqrt{2 \cdot C_{12} \cdot (l + M)}} = 901,609 \text{ км.}$$

Следовательно, получим некомпенсированный участок в линии длиной

$$\delta_{ак} = 1900 - 901,609 = 998,391 \text{ км.}$$

Рассчитаем предельную перегрузочную способность линии:

$$P_m = 4\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot \frac{U \cdot 1,25 \cdot U_{\phi} \cdot 10^3}{a_k \cdot \omega \cdot (l + M)} = 3,269 \cdot 10^6 \text{ кВт.}$$

Таким образом, предельная пропускная способность ЛЭП превышает номинальную на 38,819 %. Как итог, получаем передачу мощности 2,5 млн кВт на расстояние 1900 км по самокомпенсирующейся разомкнутой воздушной ЛЭП.

Список литературы

- [1] Ракушев Н.Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. Основы теории электрического расчета. – М.: Госэнергоиздат, 1957. – 159 с.
- [2] Пат. 130458 РФ, МПК H02J 3/20; заявитель и патентообладатель СамГТУ. – № 2013103649/07; заявл. 28.01.2013; опубл. 20.07.2013, Бюл. № 20. – 2 с.
- [3] Пат. на полезную модель № 2015128472/07 РФ, МПК H02J 3/20; заявитель и патентообладатель Самарский государственный технический университет. Дата начала действия патента и приоритет 30.06.2015. Опубл. 20.03.2016, Бюл. № 8. – 2 с.

Интегральная оценка технического состояния электросетевого оборудования на основе методов искусственного интеллекта

А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, Е.Л. Кокорин

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина»
Екатеринбург, Россия

lkhalyasmaa@mail.ru, dmstepan@gmail.com, evgenii.kokorin@gmail.com

Сегодня существует большое число информационно-аналитических систем для оценки технического состояния высоковольтного электросетевого оборудования, большинство из которых ориентированы на оценку маслонаполненного оборудования. Несмотря на то, что маслонаполненное оборудование составляет большую долю оборудования на подстанциях (более 60 %), такая избирательность затрудняет формирование программ ремонтов и инвестиционных программ электросетевых компаний для остального оборудования на подстанциях. Для решения представленной задачи авторами статьи разработана методика интегральной оценки технического состояния высоковольтного электросетевого оборудования на основе нейро-нечеткого логического вывода для последующей реализации в информационно-аналитической системе. Интегральная оценка технического состояния электросетевого оборудования выполнена на основе нейро-нечеткого логического вывода, объединяющего в себе методы нечеткой логики и нейронных сетей. Представленный подход позволит создать «умную» информационно-аналитическую систему, способную не только обрабатывать данные по заданным алгоритмам, но и обладать способностями к самообучению. В качестве расчетного примера выполнена оценка технического состояния высоковольтного электросетевого оборудования существующей подстанции 110/10 кВ на основе нейро-нечеткого логического вывода. Разработанная методика интегральной оценки технического состояния высоковольтного оборудования позволяет не только формировать программы ремонтов и инвестиционных программ электросетевых компаний для всех видов оборудования на подстанциях (не только маслонаполненного), но и выявлять взаимное влияние оборудования в энергосистеме и прогнозировать его техническое состояние.

Ключевые слова: оценка технического состояния, подстанция, интегральная оценка, прогнозирование.

Integral assessment of electrical grid equipment technical state on the base of artificial intelligence techniques

A.I. Khalyasmaa, S.A. Dmitriev, E.L. Kokorin

Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin
Ekaterinburg, Russia

lkhalyasmaa@mail.ru, dmstepan@gmail.com, evgenii.kokorin@gmail.com

Nowadays there exists a great number of information and analytical systems for high voltage electrical grid equipment technical state assessment, most of which are focused on the oil-filled equipment technical state assessment. Notwithstanding the fact that the oil-filled equipment makes the majority of all equipment (more than 60 %), such selectivity complicates the power grid companies repairs and investment programs formation for remaining equipment at the power stations and substations. The integral assessment technique of high voltage electrical grid equipment technical state based on neuro fuzzy inference for further implementation in the information and analytical system was developed by the paper authors for the presented problem solving. Integral assessment of electrical grid equipment technical state was performed on the base of neuro fuzzy inference, combining fuzzy logics and neural networks methods. The presented approach will permit to create the “smart” information and analytical system capable of data processing by the given algorithms and also having the property of self-training. The following high voltage electrical grid equipment technical state assessment of the existing 110/10 kV substation was performed on the base of neuro fuzzy inference as the calculation example. The developed procedure of the high voltage electrical grid equipment technical state integral assessment allows not only the power grid companies repair and investment programs formation for all equipment types (not only the oil-filled equipment) at the substations but also equipment mutual influence determination and its technical state forecasting in the power system.

Keywords: technical state assessment, substation, integral assessment, forecasting.

1. ВВЕДЕНИЕ

Сегодня, согласно [1], процент оборудования ПАО «ФСК ЕЭС», не превышающего нормативного срока эксплуатации, составляет всего 53 %, а в сетях ОАО «МРСК» 41 % [2], что говорит о значительном износе эксплуатируемого электросетевого оборудования, поэтому вопрос

оценки технического состояния оборудования подстанций становится особенно актуальным.

В классическом подходе эксплуатация электрооборудования, сроки его обслуживания и периодичность ремонтов определяются в соответствии с планово-предупредительной стратегией [3], но в последнее время в РФ

активно осуществляется переход к обслуживанию электротехнического оборудования по фактическому состоянию. Нужно подчеркнуть, что такой переход неразрывно связан с теорией управления жизненным циклом оборудования, где под жизненным циклом понимается интервал времени от начала создания технического объекта до конца его эксплуатации [4].

Фактические сроки эксплуатации электроэнергетического оборудования обычно значительно превышают установленные заводом-изготовителем. С увеличением срока эксплуатации электрической сети увеличивается вероятность ее отказа. Известно, что отказы в энергосистеме ведут к недоотпуску электроэнергии конечному потребителю. Чтобы избежать недоотпуска, необходимо своевременное обслуживание и замена оборудования. Электросетевые компании работают в условиях ограниченных финансовых ресурсов, поэтому проблема экономически обоснованной замены оборудования является очень актуальной на сегодняшний день.

II. АНАЛИЗ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ОБОРУДОВАНИЯ

В рамках данной статьи для подстанции 110/10 кВ на основании статистической информации был произведен анализ жизненного цикла основного оборудования (трансформатор, отделитель-короткозамыкатель), полученные зависимости представлены на рис. 1. В I четверти графика представлены процессы старения трансформаторов 1, 2 (Т1, Т2) с указанием их возраста к моменту начала ремонта (текущего, капитального или среднего), а также моменты возникновения дефектов. В IV четверти графика аналогичные величины представлены для системы отделитель-короткозамыкатель 1 и 2-го трансформаторов соответственно (ОДК31, ОДК32). Началом отсчета времени служит капитальный ремонт трансформаторов на подстанции в 2005 г., после которого возраст трансформаторов принимается равным 0 и эксплуатация начинается «заново», как это было бы для нового оборудования. Но не во всех случаях такой подход корректен, так как глубина и необратимость процессов старения в остальных частях оборудования (не замененных) оказывает влияние на состояние оборудования в целом.

Из представленной диаграммы видно, что для более рационального использования ресурсов в 2011 г. следовало провести более глубокое техническое обслуживание трансформатора Т2, что позволило бы снизить последствия дефектов в 2011 и 2013 гг.

Вышесказанное говорит о целесообразности перехода к системе технического обслуживания по фактическому состоянию, когда состояние оборудования является функцией измеряемых параметров. Важно отметить, что для обслуживания по состоянию требуется производить сбор и анализ данных на протяжении всего жизненного цикла оборудования, для чего необходим определенный минимальный объем данных по оборудованию: результаты испытаний оборудования, анализ трансформаторного масла, телевизионный контроль и т.д. Однако более дорогостоящие и трудозатратные мероприятия по ремонту могут быть сдвинуты в сторону учащения для обеспечения более надежного и экономически выгодного энергоснабжения потребителей.

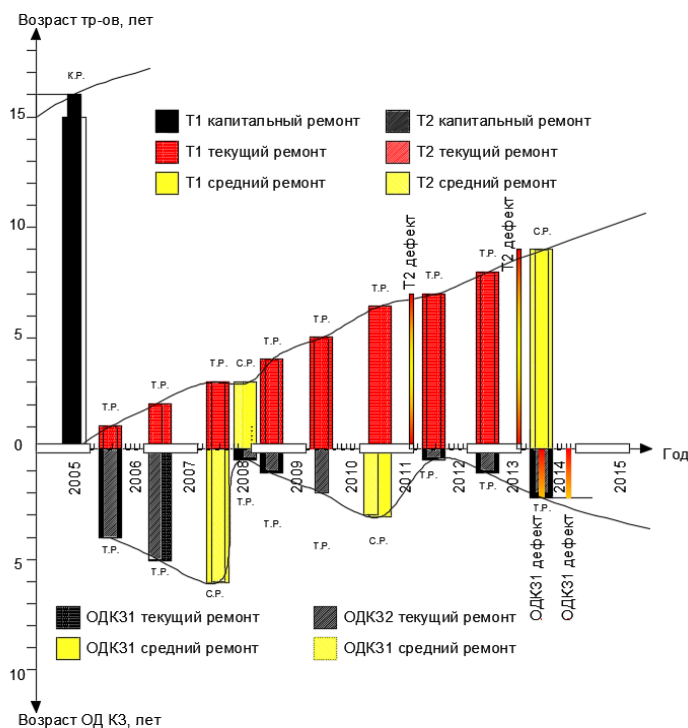


Рис. 1. Жизненный цикл оборудования подстанции 110/10 кВ

На настоящий момент ключевым показателем износа оборудования является возраст. Для перехода к эксплуатации по состоянию введем функцию множества переменных – состояние *Cond*, описываемую уравнением

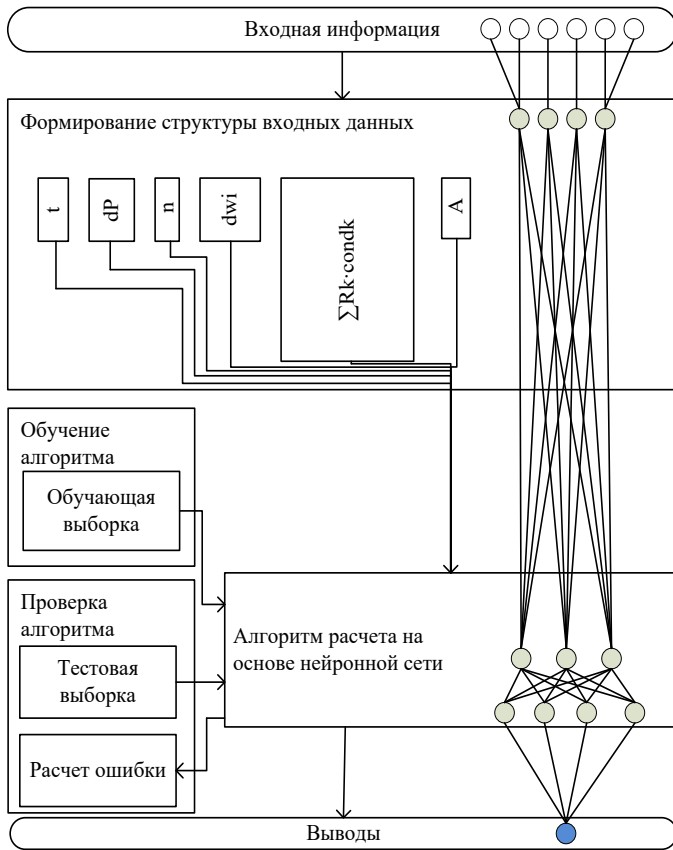
$$Cond = f(t, P, n, w_i, R_k \cdot cond_k, A), \quad (1)$$

где t – фактический возраст оборудования; P – нагрузка оборудования за период с последнего капитального ремонта; n – количество операций по включению/отключению (для коммутационного оборудования) или число переключений РПН (для трансформаторов); w_i – концентрация i -го растворенного газа; R_k – коэффициент корреляции со смежными объектами анализируемого оборудования; $cond_k$ – состояние смежного оборудования; A – соответствие результатов испытаний и измерений нормативным показателям.

III. АЛГОРИТМ ИНТЕГРАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

С учетом неполноты исходных данных – входной информации о большинстве объектах на подстанциях, невозможно стандартными математическими методами составить универсальную функцию, способную оценить как состояние оборудования с избыточной информацией, так и состояние оборудования с недостаточной информацией, например того, по которому имеются лишь паспортные данные и выборочные данные по испытаниям. Интегральная оценка технического состояния электросетевого оборудования выполнялась на основе нечеткого логического вывода, объединяющего в себе методы нечеткой логики и нейронных сетей.

Для работы алгоритма, представленного на рис. 2, необходимо выполнить три подготовительных этапа: формирование структуры входных данных, обучение системы и тестирование.



Алгоритм интегральной оценки технического состояния

А. Формирование структуры входных данных

На первом этапе (на входе системы) должны анализироваться только информативные данные – такие параметры, изменения которых оказывают максимальное влияние на состояние оборудования. Более того, на первом этапе необходимо производить анализ входных данных на достоверность, исключая выбросы и ошибки при измерениях.

В. Обучение системы

На втором этапе на основании полученной экспертным методом оценки оборудования и входных параметров определяются весовые коэффициенты связей слоев нейронной сети, для чего в нейронную сеть загружается обучающая выборка и на основании алгоритма обратного распространения ошибки определяются коэффициенты внутренних слоев сети.

С. Тестирование системы

На третьем этапе на основании тестовой выборки производится анализ результатов работы алгоритма с полученными при обучении значениями весовых коэффициентов, т.е. определяется, является ли алгоритм применимым. Для этого для результатов, полученных при расчете состояния оборудования, входящего в тестовую выборку, определяется ошибка, которая сравнивается с допустимыми значениями.

IV. АНАЛИЗ ВХОДНЫХ ДАННЫХ

В ходе анализа определим аргументы функции $Cond(1)$ более детально: t – фактический возраст оборудования, рассчитанный по классической модели, т.е. время, прошедшее с последнего капитального ремонта; dP – превышение загрузки оборудования номинальных значений за период t ; n – количество операций по включению/отключению (для коммутационного оборудования) или число переключений РПН (для трансформаторов); dwi – показатель, основанный на анализе отклонения концентрации растворенных газов от нормальных значений, вопросу определения состояния по анализу растворенных газов посвящен ряд статей авторов [5]; R_k – коэффициент корреляции со смежными объектами оборудования, получаемый однократно и одинаковый для однотипных блоков оборудования; $cond_k$ – состояние оборудования, отказ которого разрывает поток мощности через рассматриваемый агрегат; A – отклонение величин, измеренных при проверке изоляции, телевизионном контроле и т.д. Важно при составлении структуры данных отсеять неинформативные данные.

Как было сказано ранее, нейронная сеть должна работать и при отсутствии части входной информации, что обеспечивается подбором весов связей многоуровневой структуры.

А. Корреляционный анализ

Корреляционный анализ, проведенный однократно для каждого вида связи, например выключатель-разъединитель, позволяет определить величину коэффициентов R_k .

Для этого используется аппарат математической статистики. Используемые методы зависят от характера корреляции.

Для линейной зависимости применимы классические выражения. Стохастическая составляющая связи между y и x характеризуется коэффициентом корреляции:

$$r = \frac{M\{[x - M(x)][y - M(y)]\}}{\sqrt{D(x)D(y)}}, \quad (2)$$

где $M(z)$ и $D(z)$ – соответственно математическое ожидание и дисперсия случайной величины z .

Для рассмотренной подстанции построены зависимости возникновения дефектов в Т от текущего возраста ОДКЗ и наоборот. Зависимости представлены на рис. 3.

Представленные на рис. 3 зависимости имеют линейный характер и показывают значительную степень корреляции, однако выборка недопустимо мала для далеко идущих выводов, т.е. для детального исследования требуется сбор большого объема данных.

Отметим, что в случае получения нелинейной зависимости степень корреляции можно рассчитать по формуле Пирсона, которая позволяет определить корреляционное отношение между двумя величинами x, y , как показывает формула

$$\eta_{xy}^2 = S_0^2 / S^2; \quad (3)$$

где S_0^2 – дисперсия рассеяния значений x_{ij} , связанная с влиянием группировки значений x_{ij} по i уровням пере-

менной y ; S^2 – дисперсия рассеяния значений x_{ij} без учета их группировки по уровням переменной y [6].

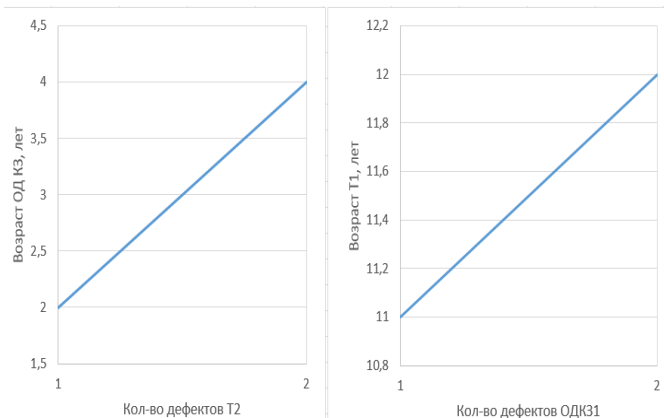


Рис. 2. Корреляция оборудования на подстанции 110/10

V. ВЫВОДЫ

Фактические сроки эксплуатации энергетического оборудования обычно значительно превышают установленные заводом изготовителем. С увеличением срока эксплуатации электрической сети увеличивается вероятность ее отказа. Известно, что отказы в энергосистеме ведут к недоотпуску электроэнергии конечному потребителю. Чтобы избежать недоотпуска, необходимо своевременное обслуживание и замена оборудования. Электросетевые компании работают в условиях ограниченных финансовых ресурсов, поэтому проблема экономического обоснования ремонтов оборудования является актуальной на сегодняшний день.

Представленный подход позволит создать «умную» информационно-аналитическую систему, способную не только обрабатывать данные по заданным алгоритмам,

но и обладать способностями к самообучению. Исходными данными для моделирования являются данные технической диагностики и испытаний высоковольтного электросетевого оборудования.

Важным преимуществом представленного подхода является возможность учета взаимного влияния оборудования и самостоятельность алгоритма.

Список литературы

- [1] Бударгин О.М. Доклад председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» на заседании круглого стола Санкт-Петербургского международного экономического форума, 17–19 июня 2010 г.
- [2] Оклей П.И. Доклад заместителя Генерального директора – Технического директора ОАО «Холдинг МРСК» на выставке конференции «Распределительный сетевой комплекс России: состояние, проблемы, пути решения». – СПб., 2010.
- [3] Яшура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования: Справочник. – М.: НЦ ЭНАС, 2006. – 504 с.
- [4] Мозгалевский А.В., Гаскаров Д.В. Техническая диагностика: Учеб. пособие для вузов. – М: Высшая школа, 1975. – 207 с.
- [5] Федотова А.В., Тарасов В.Б., Ветров А.Н. Грануляция информации при моделировании жизненного цикла сложных технических систем // Наукоедение. – 2013. – № 5. – 15 с.
- [6] Khalyasmaa A.I., Dmitriev S.A. Expert system for engineering assets' management of utility companies // Proceedings 10th edition of the IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED 2015). 2015. – Pp. 421–427.
- [7] Хазов М.С. Оценка коэффициента корреляции неисправностей диагностируемого оборудования локомотива // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309, № 1.
- [8] Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. – М.: Физматлит, 2006. – 816 с.

Программы ремонтов электросетевого оборудования на основе оценки его технического состояния и анализа структурной надежности

А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, Я.В. Сандаков

ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого президента России Б.Н. Ельцина»
Екатеринбург, Россия

lkhalyasmaa@mail.ru, dmstepan@gmail.com, yan.sandakov@yandex.ru

Сегодня формирование программ ремонтов и реконструкции электросетевого оборудования производится на основе оценки его технического состояния на базе данных технической диагностики и испытаний. Существующие комплексы и системы оценки технического состояния не позволяют выполнить оценку работоспособности электрической сети как единой системы транспорта и распределения электроэнергии с учетом связности ее составных элементов, комплексов резервирования. Поэтому управление сетевым комплексом по техническому состоянию требует разработки и внедрения систем анализа технического состояния оборудования с учетом структурной надежности сети, так как она, в свою очередь, в значительной мере влияет на формирование стратегии ремонтов (ремонтно-восстановительных работ, модернизации или замены) электрооборудования. Было определено влияние оценки структурной надежности на оценку технического состояния оборудования, а также ее влияние на формирование программ ремонтов и реконструкции электросетевого оборудования. Моделирование и расчеты были произведены в программном комплексе MATLAB, а также в программном комплексе расчета структурной надежности сети «Струна». Исходными данными для моделирования являлись данные существующей распределительной сети 110 кВ и данные о техническом состоянии оборудования. В ходе анализа сети было выявлено, что оценка структурной надежности в совокупности с оценкой технического состояния электросетевого оборудования приводит к изменению в программах ремонтов и реконструкции электросетевого оборудования. Обоснована важность учета схемной надежности сети при планировании ремонтов и реконструкции электросетевых объектов. Оценка технического состояния оборудования в совокупности со структурной надежностью дает возможность вариативно построить перечень программно-целевых мероприятий, включающих рекомендации по замене, ремонту и модернизации оборудования электрической сети или изменению ее нормальной схемы, которые призваны повысить качество и надежность электроснабжения.

Ключевые слова: электросетевое оборудование, оценка технического состояния, структурная надежность, ремонт.

Electrical grid equipment repair programs formation on the base of its technical state assessment and structural reliability analysis

A.I. Khalyasmaa, S.A. Dmitriev, Y.V. Sandakov

Ural Federal University n. a. the first President of Russia B.N. Yeltsin
Ekaterinburg, Russia

lkhalyasmaa@mail.ru, dmstepan@gmail.com, yan.sandakov@yandex.ru

Nowadays electrical grid equipment repair and reconstruction programs formation is performed on the base of its technical state assessment based on technical diagnostics and tests data. The existing technical state assessment systems and complexes don't allow performance assessment of electrical network as the integrated system of power energy transport and distribution with consideration of its components and reservation complexes connectivity. Therefore the network facility management by technical state requires the equipment technical state analysis systems development and implementation with consideration of the network structural reliability as far as the network in its turn has a considerable impact on electrical grid equipment repairs strategy formation (equipment repair-and-renewal operations, modernization or replacement). Initial data and methods: The impact of the structural reliability assessment on equipment technical state assessment and also its impact on electrical grid equipment repair and reconstruction programs formation were also determined. Modeling and calculations were performed in MATLAB software package and also in "Struna" software package for network structural reliability calculation. The existing 110 kV distribution network data and equipment technical state data were taken as initial data for modeling. During the network analysis it was identified that the structural reliability assessment in conjunction with electrical grid equipment technical state assessment result in electrical grid equipment repair and reconstruction programs changes. The importance of the network scheme reliability consideration during electrical grid objects repair and reconstruction programs planning was justified. The equipment technical state assessment in conjunction with the structural reliability assessment offer the possibility of the variety-based policy measures list formation including recommendations concerning electrical grid equipment replacement, repair and modernization or the normal scheme change, which serve to the power supply reliability and quality improvement.

Keywords: electrical grid equipment, technical state assessment, structural reliability, repair.

1. ВВЕДЕНИЕ

Современные системы оценки технического состояния ориентированы в основном на диагностирование и контроль параметров электросетевого оборудования на электроэнергетических объектах и предназначены для планирования и формирования программы технического обслуживания и ремонта электрооборудования [1]. Принятая сегодня в России система планово-предупредительного обслуживания и ремонтов ориентирована на нормативные сроки эксплуатации и зачастую не учитывает характер эксплуатации, параметры работоспособности и наличие дефектов в элементах силового оборудования [2]. Переход к управлению технической политикой по техническому состоянию возможен при соответствующем информационном обеспечении решения задачи оценки технического состояния как отдельно взятого силового оборудования, так и комплексных объектов электрической сети.

Существующие системы мониторинга и диагностики в России, такие как [3, 4, 5], базируются на различных математических методах и подходах, основанных на анализе нормативно-справочной информации, режимных характеристик, данных технической диагностики и испытаний и пр., призванных характеризовать уровень технического состояния оборудования, а также выявить вид повреждения (дефекта) в нем.

Следует отметить, что хорошо зарекомендовавшие себя информационно-аналитические комплексы не позволяют выполнить оценку работоспособности электрической сети как единой системы транспорта и распределения электроэнергии с учетом связности ее составных элементов, комплексов резервирования [6]. Управление сетевым комплексом по техническому состоянию требует разработки и внедрения систем анализа технического состояния объектов электросетевого комплекса с учетом структурной надежности [7]. Оценка надежности в значительной мере влияет на формирование стратегии ремонтов (ремонтно-восстановительных работ, модернизации или замены) электрооборудования. Такая оценка состояния (ОТС) оборудования должна выполняться с учетом комплексной надежности.

II. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ

В рамках данной работы выполнен анализ оценки технического состояния подстанции П-1 110/10 кВ по состоянию на 2015 г. за период с 2005 по 2015 гг. на базе методики оценки технического состояния, описанной в [8, 9], разработанной авторами статьи. ОТС электрооборудования является достаточно сложной и слабо формализованной задачей. Особенностью предложенного решения является фазификация оценочных характеристик, выполненная путем преобразования к индикативным показателям. Методика реализована на основе оценки факторного пространства, включающего параметры работоспособности оборудования, выраженного нечетким множеством признаков состояний (индикаторов) x_1, \dots, x_n .

Все пространство возможных состояний S представлено объединением множеств следующих состояний: нормального (N), предаварийного начального ($PE1$), предаварийного развивающегося ($PE2$), предаварийного критического ($PE3$), аварийного начального ($E1$), аварийного развивающегося ($E2$) и аварийного критического ($E3$):

$$S = N \cup PE1 \cup PE2 \cup PE3 \cup E1 \cup E2 \cup E3.$$

Синтез решающих правил выполняется путем агрегации треугольных функций принадлежности L - R -типа, характеризующих степень принадлежности индикатора работоспособности тому или иному состоянию.

ОТС оборудования и его составных элементов выполняется как по отдельному индикатору, так и по группе индикаторов путем расчета средневзвешенного балльного значения оценок группы показателей. Балл, устанавливаемый в зависимости от тяжести технического состояния, принимает минимальные значения для состояний, близких к нормальному, и максимальные для наиболее тяжелых, характеризующихся высокой аварийностью. Предложено использование шкалы относительной важности Саати $\{1/5, 1/3, 1, 3, 5, 7, 9\}$. Таким образом, разработанная система оценки позволяет выявить индикаторы, оказывающие существенное влияние на работоспособность оборудования и комплексных объектов (распределительных устройств, подстанций (ПС) и районов электрических сетей).

ОТС выполнялась по группе блоков индикативных показателей: техническому, эксплуатационному, диагностическому, финансово-экономическому, экологическому и дополнительно – экспертных оценок эксплуатирующего персонала. В ходе анализа выполнялась ОТС следующего оборудования: силовых трансформаторов ТРДН-25000/110/10, разъединителей РЛНДЗ-110/600, отделителей ОД-110/600, короткозамыкателей КЗ-110, трансформаторов тока ТВТ-110-1 600/5. Значения средневзвешенных балльных оценок оборудования ПС по индикативным блокам и общая ОТС приведены в табл. 1.

Таблица I. Оценка технического состояния оборудования ПС-1

Тип и марка оборудования	Расположение	Оценка состояния	Состояние
<i>Силовые трансформаторы</i>			
ТРДН-25000/110/10	1 система шин (СШ) 1Т	0,35	PE1
ТРДН-25000/110/10	2 система шин (СШ) 2Т	0,37	PE1
<i>Разъединители</i>			
РЛНД-16-110-1000	Шинный разъединитель (1Т)	0,12	N
РЛНД-16-110-1000	Шинный разъединитель (2Т)	0,13	N
РЛНД-16-110-1000	Секционный разъединитель (1СШ)	0,25	PE1
РЛНД-16-110-1000	Линейный разъединитель (2СШ)	0,24	PE1
РЛНД-16-110-1000	Секционный разъединитель (1СШ)	0,25	PE1
РЛНД-16-110-1000	Секционный разъединитель (2СШ)	0,21	PE1
<i>Отделители</i>			
ОД-1-110М/630	1Т	0,27	PE1
ОД-1-110М/630	2Т	0,32	PE1
<i>Короткозамыкатели</i>			
КЗ-110/1000	1Т	0,35	PE1
КЗ-110/1000	2Т	0,31	PE1
Оценка состояния подстанции		0,27	PE1

Результаты оценки свидетельствуют, что общее состояние работоспособности оборудования ПС находится в нормальном и предаварийном начальном состоянии. Такие результаты характеризуют ПС как объект, состояние работоспособности которого находится на достаточно приемлемом уровне с перспективой снижения уровня работоспособности, но не требующий незамедлительных мер по реконструкции и перевооружению. Очевидным является тот факт, что эксплуатируемые на анализируемой ПС короткозамыкатели и отделители снижают уровень надежности электроснабжения всех смежных ПС. Приведенная выше ОТС выполнена для оборудования ПС и не учитывает системного влияния на район сети 110 кВ. С целью определения системного влияния рассматриваемой ПС на район сети выполнена оценка структурной надежности с учетом состава коммутационной аппаратуры и ее состояния работоспособности.

III. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА СХЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ И РАСЧЕТНЫЙ ПРИМЕР

ОТС оборудования, по мнению авторов, должна выполняться с учетом анализа его надежности и анализа структурной надежности сети – смежных ПС. Такое решение обосновано возможностью определения потоко-распределения по отдельным присоединениям, что, в свою очередь, позволяет прогнозировать износ оборудования в зависимости от режима работы сети.

В рамках данной работы выполнен расчет структурной надежности крупного энергоузла Свердловской области, состоящего из 126 узлов и 120 ветвей, включающего два источника питания бесконечной мощности – ГЭС-1. Анализ выполнен с использованием программного комплекса для расчета структурной надежности «Струна», разработанного на кафедре автоматизированных электрических систем УрФУ г. Екатеринбурга, Россия. Расчет структурной надежности в «Струне» предполагает анализ отказов типа «обрыв» и «короткое замыкание» (КЗ) [12, 13]. В ходе решения задачи анализа надежности ПС П-1 110/10 кВ был произведен расчет структурной надежности сети с учетом прилегающей сети 110 кВ и объектов сетевой инфраструктуры, потенциально оказывающих влияние на надежность ПС и энергосистемы всей в целом.

Расчет позволяет получить показатели структурной надежности, а именно интенсивности отказов типа «КЗ» и интенсивности отказов типа «обрыв», а также вероятность отказа элементов (узлов). Показатель интенсивности позволяет оценить, насколько частота или авария может привести к перерыву питания потребителя. Вероятность приводится в относительных единицах и отражает ожидаемое время перерыва питания в часах на год.

В представленной работе был выполнен анализ надежности существующей схемы ПС-1 с учетом прилегающей сети. В схеме ПС-1 в цепях распределительного устройства (РУ) 110 кВ используются отделители и короткозамыкатели, а в перемычке используется разъединитель. На данный момент строительство новых ПС с использованием таких видов оборудования запрещено по причине их низкой надежности, но некоторые существующие ПС до сих пор эксплуатируются с таким оборудованием по причине нехватки финансирования на модернизацию и реконструкцию электросетевых объектов.

Рассмотрим отказ типа обрыв. Все анализируемые ПС кроме ПС П-4 выполнены по однотипной устаревшей схеме с использованием отделителей и короткозамыкателей со стороны трансформаторов. Интенсивности отказов типа «обрыв» представлены в табл. 2. Отказы типа КЗ сопровождаются кратковременным перерывом питания, равным времени оперативного переключения (1 час). Ожидаемое количество отказов типа КЗ составляет 1 отказ на подстанциях П-1, П-2 и П-3 и 7 отказов на подстанциях П-4, П-5 и П-6. Интенсивности отказов типа КЗ представлены в табл. 2. Результирующая вероятность отказа узла является суммой вероятностей отказов типа обрыв и отказов типа КЗ и показывает ожидаемое время потери питания потребителей в расчете на год.

Такие показатели (табл. 2) характеризуют представленную сеть в области расположения ПС П-1, П-2 и П-3 как не очень надежную, с повышенной вероятностью отказов, в то время как удаленные ПС П-4, П-5 и П-6 – как область с более высокой надежностью электроснабжения. Для повышения надежности питания ПС П-1 необходимо заменить отделители и короткозамыкатели на выключатели. В качестве подтверждения вышесказанному был выполнен анализ надежности схемы сети с заменой отделителей и короткозамыкателей на выключатели на ПС П-1 в соответствии с [2]. Результаты анализа представлены в табл. 3. Следует заметить, что интенсивности отказов типа «обрыв» на всех ПС практически не изменяются, хотя и имеется некоторое снижение. Тем не менее, величина отказа типа обрыв, которой ведет к перерыву питания потребителя на время аварийно-восстановительных работ, составляет 1 раз в 30 лет. Результаты расчетов показателей структурной надежности для энергоузла представлены в табл. 3.

В случае замены короткозамыкателей и отделителей на силовые выключатели с сохранением схемы ПС и по существующей топологии время простоя незначительно снизится и составит 6 часов в год для ПС П-1, П-2. Для ПС П-3 – 6-7 ч часов, а для П-4, П-5 и П-6 – 9-12 ч. Результаты расчета структурной надежности показывают, что такая реконструкция позволяет в два раза снизить интенсивность отказов типа КЗ на всех рассматриваемых ПС. По результатам анализа структурной надежности ПС П-1 и прилегающей к ней электрической сети в качестве рекомендаций для формирования программы технического обслуживания, ремонта и реконструкции электрооборудования целесообразно выполнить замену отделителей и короткозамыкателей на силовые выключатели требуемого класса напряжения и номинала.

При ОТС электросетевого оборудования без учета анализа структурной надежности программы технического обслуживания, ремонта и реконструкции электрооборудования, в связи с исправным состоянием оборудования на ПС, были сформированы без учета замены короткозамыкателей и отделителей на ПС П-1, а значит, исключены из инвестиционных программ сетевой компании, на балансе которой числится рассматриваемая ПС П-1.

При планировании и реализации финансово-хозяйственной деятельности электросетевых предприятий в условиях ограниченности и недостаточности источников финансирования любое решение о замене, ремонте или реконструкции оборудования должно быть технически обосновано.

Таблица II. Показатели надежности подстанции П-1

Элемент схемы	Интенсив- ность обрыва	Интенсив- ность КЗ	Результирующая вероятность отказа узла
T1 ПС П-1	3,80E-02	9,48E-01	7,60E-04
T2 ПС П-1	3,80E-02	9,48E-01	7,60E-04
T1 ПС П-2	3,80E-02	8,68E-01	7,50E-04
T2 ПС П-2	3,80E-02	8,68E-01	7,50E-04
T1 ПС П-3	3,80E-02	9,48E-01	7,60E-04
T2 ПС П-3	3,80E-02	9,48E-01	7,60E-04
НН T1 П-4	3,80E-02	7,03E+00	1,45E-03
НН T2 П-4	3,80E-02	7,03E+00	1,45E-03
T1 ПС П-5	2,80E-02	7,11E+00	1,48E-03
T2 ПС П-5	2,80E-02	7,11E+00	1,48E-03
T1 П-6	4,00E-02	7,12E+00	1,46E-03
T2 П-6	4,00E-02	7,12E+00	1,46E-03

Таблица III. Показатели надежности подстанции П-1 после замены отделителей и короткозамыкателей

Элемент схемы	Интенсив- ность обрыва	Интенсив- ность КЗ	Результирующая вероятность отказа узла
T1 ПС П-1	3,05E-02	5,36E-01	7,31E-04
T2 ПС П-1	3,05E-02	5,36E-01	7,31E-04
T1 ПС П-2	3,14E-02	4,93E-01	7,26E-04
T2 ПС П-2	3,14E-02	4,93E-01	7,26E-04
T1 ПС П-3	3,36E-02	5,36E-01	7,32E-04
T2 ПС П-3	3,36E-02	5,36E-01	7,32E-04
НН T1 П-4	3,05E-02	3,96E+00	1,12E-03
НН T2 П-4	3,05E-02	3,96E+00	1,12E-03
T1 ПС П-5	3,04E-02	4,01E+00	1,13E-03
T2 ПС П-5	3,04E-02	4,01E+00	1,13E-03
T1 П-6	2,00E-01	4,01E+00	1,21E-03
T2 П-6	2,00E-01	4,01E+00	1,21E-03

В данном случае замена короткозамыкателей и отделителей является обоснованным решением, так как подтверждена анализом структурной надежности, несмотря на исправное состояние оборудования на ПС.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенное в настоящей работе решение основано на определении интенсивностей и вероятностей отказов элементов электрической сети, которые позволяют выявить критические места в системе транспорта электро-энергии. ОТС оборудования в совокупности со структурной надежностью дает возможность вариативно построить

перечень программно-целевых мероприятий, включающих рекомендации по замене, ремонту и модернизации оборудования электрической сети или изменению ее нормальной схемы, которые призваны повысить качество и надежность электроснабжения.

Список литературы

- [1] Назарычев А.Н., Таджибаев А.И., Савельев В.А., Андреев Д.А. Современные подходы к решению задач управления техническим состоянием электрооборудования // Энерго-эксперт. – 2010. – № 1. – С. 66–70.
- [2] Назарычев А.Н., Жулина Т.А. Ремонтопригодность электрооборудования станций и подстанций // Вестник ИГЭУ. – 2009. – № 2. – С. 91–96.
- [3] Davidenko I.V., Halikova E.D. An algorithm for prioritizing the maintenance of power transformers // WIT Transactions on Ecology and the Environment. – 2014. – Vol. 1. – Pp. 335–344.
- [4] Игнатъев Е.Б., Комков Е.Ю., Попов Г.В. Оценка состояния электрооборудования на основе программного комплекса «Диагностика+» в режиме on-line // Электротехника-2010: 8-й симпозиум: сб. тез. докл. – М.: ВЭИ, 2005.
- [5] Попов Г.В., Ватлецов А.В., Аль-Хамри С.С. Экспертная поддержка при диагностике состояния силовых трансформаторов // Электротехника. – 2003. – № 8. – С. 5–11.
- [6] Khalyasmaa A.I., Dmitriev S.A. Expert system for engineering assets' management of utility companies // Proceedings 10th edition of the IEEE International Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED 2015), 2015, pp. 421–427.
- [7] Nazarychev A.N., Tadzhibaev A.I., Andreyev D.A. Methodological foundations for controlling the technical status of electrical equipment at power industry facilities // Proceedings of the 7th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, 2013, pp. 508–512.
- [8] Khalyasmaa A.I., Dmitriev S.A., Kokin S.E., Eroshenko S.A. Fuzzy neural networks' application for substation integral state assessment // WIT Transactions on Ecology and the Environment. – 2014. – Vol. 190. – Pp. 599–605.
- [9] Dmitriev S.A., Khalyasmaa A.I., Kokin S.E. Substation equipment state assessment using indicative analysis // Proceedings of the 6th IASTED Asian Conference on Power and Energy Systems, AsiaPES, 2013, pp. 240–245.
- [10] Обоскалов В.П. Проблемы расчета структурной надежности систем электроснабжения с использованием метода вероятностного эквивалентирования // Электричество. – 2015. – № 12. – С. 4–12.
- [11] Тошаков П.В., Котов О.М., Костарев А.Ф. Оценка вариантов ремонтных схем электрической сети по результатам расчетов структурной надежности // Электрические станции. – 2012. – № 7. – С. 56–62.

Исследование режимных параметров при повреждениях воздушных линий напряжением 6–10 кВ

А.В. Хлопова

ФГБОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет»
Челябинск, Россия
annienergo@mail.ru

Электроснабжение сельских потребителей, а также посёлков городского типа с малоэтажной застройкой осуществляется, как правило, по воздушным линиям напряжением 6–10 кВ. Около 80 % повреждений всех элементов сельских электрических сетей – это повреждения в воздушных линиях напряжением 6–10 кВ, из них 8–10 % приходится на обрывы фазных проводов. Для исследования режимных параметров при повреждениях электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ (обрывы фазных проводов, междуфазные короткие замыкания и другие виды повреждений в различных точках сети) используется физическое и компьютерное моделирование в программной среде MATLAB, а также проведение экспериментов в опытной электрической сети напряжением 10/0,38 кВ. Результаты исследования могут быть использованы при разработке системы защиты воздушных линий напряжением 6–10 кВ от обрывов фазных проводов.

Ключевые слова: воздушная линия напряжением 6–10 кВ, обрывы фазных проводов, режимные параметры, система защиты от обрывов проводов.

Study regime parameters when damaged overhead lines with voltage 6–10 kV

A. Khlopova

South Ural State University
Chelyabinsk, Russian Federation
annienergo@mail.ru

Electricity consumers in rural and urban-type settlements with low-rise buildings is carried out, usually by air-lines of 6–10 kV. About 80 % of damages of all elements of rural electric networks – is damage to the overhead lines 6–10 kV, of which, 8–10 % are phase wire breakages. To investigate the regime parameters when damaged mains voltage of 6–10 / 0.38 kV (phase wire breaks, short circuits phase to phase and other types of damage in different network point) used physical and computer modeling in MATLAB software environment, as well as experiments in experimental electric network voltage of 6–10 / 0.38 kV. Results of the study can be used in the development of 6–10 kV overhead lines the system of protection against wire breaks.

Keywords: overhead line with voltage 6–10 kV, phase wire breakages, operating parameters, system of protection against wire breaks.

1. ВВЕДЕНИЕ

В современной российской энергетике больше всего устаревших технологий в электрических сетях напряжением 6–10 кВ сельской местности и в посёлках городского типа. От функционирования этих участков сети во многом зависит надёжность системы электроснабжения, поскольку непосредственно от них идет питание к большей части конечных потребителей.

По данным ПАО «Россети», на 01.01.2013 г. общая протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,38 – 220 кВ составляет 2 109 693,7 км, из них 947 143,2 км (44,9 %) – это линии напряжением 6 – 20 кВ [1]. По данным филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» на 01.01.2016 г., на базе электрических сетей которого проводится данное исследование, общая протяжённость воздушных линий напряжением 0,38 – 110 кВ составляет 37 875 км, из них 16 273 км (42,9 %) – это воздушные линии напряжением

6 – 10 кВ (ВЛ 6 – 10 кВ). Количество ВЛ 6 – 10 кВ – 1 471 шт., а их износ составляет 59 %.

Именно ВЛ 6 – 10 кВ весьма подвержены авариям. Около 80 % всех нарушений электроснабжения происходит именно в сетях данного класса напряжения. На сегодняшний день около 40 % линий выработали нормативный ресурс и более 80 % нуждаются в техническом перевооружении [2]. В среднем в этих сетях происходит до 30 отключений в год в расчёте на 100 км воздушных линий.

Одной из наиболее распространённых аварийных ситуаций является обрыв фазного провода, на долю которого приходится 8 – 10 % всех аварийных отключений ВЛ 6 – 10 кВ.

Причинами обрывов проводов ВЛ 6 – 10 кВ являются:

- климатические воздействия (ветер, гололёд и их сочетание) – 50,4 %;
- посторонние, несанкционированные воздействия – 13,4 %;

- изношенность конструкций и материалов при эксплуатации – 6,7 %;
- повреждения в сетях потребителя – 6,7 %;
- падение деревьев на провода ВЛ – 5,9 %;
- грозовые перенапряжения – 5 %;
- перекрытие птицами – 5 %;
- несоблюдение требований эксплуатации, ошибки персонала – 4,2 %;
- прочее – 2,7 %.

Электрические сети напряжением 6 – 10 кВ с воздушными линиями работают, как правило, в режиме изолированной нейтрали, при котором обрыв провода и его падение на землю не приводят к срабатыванию релейной защиты и, соответственно, обесточиванию линии. Такие ВЛ могут находиться в работе длительное время, пока не будет обнаружено повреждение. Это увеличивает вероятность попадания человека, случайно оказавшегося рядом, под высокое напряжение, в том числе под шаговое напряжение или напряжение прикосновения, что в большинстве случаев приводит к летальному исходу.

Для определения структуры устройств защиты от обрывов проводов воздушных линий нужно, с одной стороны, знать параметры сети (напряжения и токи), на которые они должны реагировать, а с другой – параметры, от которых следует отстраиваться.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследование режимных параметров при повреждениях ВЛ 6–10 кВ проводится на примере сети напряжением 6–10/0,38 кВ. При выборе параметров электрической сети, с одной стороны, были проанализированы сечения и протяжённости как воздушных линий напряжением 6–10 кВ, так и 380 В (ВЛ-380 В), мощности трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ, широко применяемых в сельской местности и в посёлках городского типа, а с другой стороны, была поставлена задача, чтобы процессы, протекающие в электрической сети при моделировании всевозможных режимов их работы, были максимально приближены к реальным. Так, параметры исследуемой сети при моделировании электрической сети варьируются в пределах:

- длина ВЛ 6–10 кВ от 0,5 до 20 км с сечением проводов 35–95 мм²;
- длина ВЛ-380 В до 1 км с сечением проводов 25–70 мм²;
- мощность трансформатора напряжением 6–10/0,4 кВ 100–630 кВА и схема соединения его обмоток «звезда/звезда с нулём», «треугольник/звезда с нулём», «звезда/зигзаг с нулём».

На рисунке представлена схема исследуемой электрической сети со следующими обозначениями: Y/Y_H , Δ/Y_H , Y/Z_H – виды соединения обмоток трансформатора Т; потребители представлены трехфазной электрической нагрузкой, сосредоточенной в конце линии; ОФА, ОФВ, ОФС – обрывы фазного провода, соответственно фазы А, В, С; ОНП – обрыв нулевого провода на стороне 380 В; $K^{(2)}$, $K^{(2)}$ и ОЗЗ – двухфазное короткое замыкание (КЗ), двухфазное КЗ на землю и однофазное замыкание на зем-

лю в ВЛ 6–10 кВ; $K^{(1)}$, $K^{(2)}$, $K^{(1,1)}$ – виды КЗ в ВЛ-380 В – однофазное, двухфазное и двухфазное КЗ на землю.

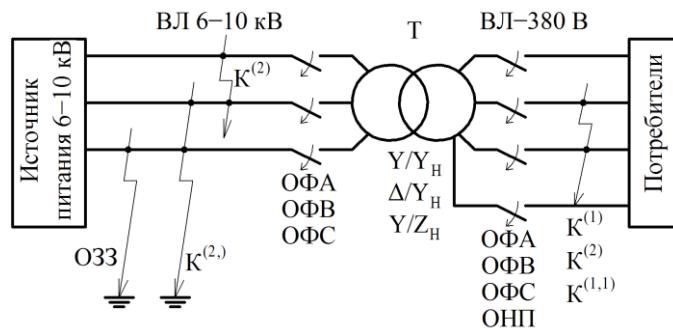


Схема исследуемой электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ

Исследование режимов работы электрической сети проводится с целью анализа изменений напряжений и токов, а также их симметричных составляющих при обрывах фазных проводов ВЛ 6–10 кВ, которые могут быть использованы для распознавания аварийных режимов работы электрической сети и построения соответствующих устройств защиты.

При этом учитывается влияние следующих факторов на режимные параметры:

- мощность короткого замыкания вышестоящей питающей сети;
- параметры ВЛ 6–10 кВ и ВЛ-380 В: их протяженность и сечения проводов;
- мощность и схема соединения обмоток силовых трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ;
- несимметрия нагрузки электроприёмников по фазам сети;
- степень загрузки силовых трансформаторов напряжением 6–10/0,4 кВ;
- параметры заземляющих устройств силовых трансформаторов и потребителей, а также повторных заземлителей нулевого провода;
- обрывы и/или короткие замыкания в ВЛ 6–10 кВ, а также в ВЛ-380 В.

При изучении и анализе режимов работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ использованы следующие инструментари:

- экспериментальные исследования в опытной электрической сети напряжением 10/0,38 кВ;
- физическое моделирование в лаборатории;
- компьютерное моделирование в программной среде MATLAB.

А. Экспериментальные исследования в опытной электрической сети

Опытная электрическая сеть напряжением 10/0,38 кВ построена на учебном полигоне филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» [3]. Особенностью этой сети является то, что реальные бытовые и производственные электроприёмники заменены нагрузочными сопротивлениями.

В. Физическое моделирование

В лаборатории кафедры систем электроснабжения Южно-Уральского государственного университета (научный исследовательский университет) разработана физическая модель напряжением 380/177 В, параметры которой определены с помощью теории подобия. Прототипом физической модели выбрана опытная электрическая сеть напряжением 10/0,38 кВ. При разработке физической модели использованы положения, изложенные в работах [4, 5]. В отличие от этих работ, в которых рассмотрена физическая модель только одного напряжения 220 В, исследуемая модель состоит из электрической сети двух напряжений: 380 и 177 В. Сеть напряжением 380 В построена с изолированной нейтралью, что соответствует оригинальной сети напряжением 10 кВ, а сеть напряжением 177 В выполнена с глухим заземлением нейтрали, что соответствует оригиналу сети напряжением 380 В.

С. Компьютерное моделирование

Компьютерное моделирование проводится на имитационной модели системы электроснабжения, созданной с использованием пакета Simulink в программном комплексе MATLAB. При компьютерном моделировании появляется возможность варьировать параметрами электрической сети (длиной ВЛ, мощностью трансформатора и др.) в широком диапазоне, моделируя сеть в том числе и с предельными техническими параметрами [6 – 8]. Компьютерная модель предоставляет широкие возможности для исследования. Она позволяет моделировать такие режимы, которые достаточно сложно организовать в реальной электрической сети и которые небезопасны для людей и животных, находящихся рядом с воздушной линией. Такими режимами могут быть обрывы проводов как ВЛ 6–10 кВ, так и ВЛ-380 В, различного вида КЗ и др.

III. НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Чтобы сформулировать требования к разрабатываемой системе защиты (её месту размещения, функциональному построению, уставкам параметров, на которые система должна реагировать), необходимо рассмотреть и проанализировать изменения режимных параметров – напряжений и токов и их симметричных составляющих как в электрической сети напряжением 6–10 кВ, так и в сети напряжением 380 В.

При возникновении продольной и поперечной несимметрии электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ (например, при обрывах нулевого и фазных проводов воздушной линии электропередачи, при коротких замыканиях) меняются напряжения фаз относительно нулевого провода и земли. Также при несимметрии фазных нагрузок перераспределяются токи в электрической сети и одновременно появляются симметричные составляющие напряжений и токов обратной и нулевой последовательности [9 – 12].

При обрыве фазного провода ВЛ 6–10 кВ:

- за местом обрыва фазного провода на зажимах электроприёмников происходит искажение векторной диаграммы линейных и фазных напряжений, при этом два линейных напряжения становятся равными половине линейного напряжения;
- за местом обрыва провода появляется напряжение обратной последовательности.

При однофазном замыкании на землю в электрической сети напряжением 6–10 кВ появляется напряжение нулевой последовательности.

При нормальном режиме работы ВЛ 6–10 кВ векторная сумма нагрузочных токов линии равна нулю, при обрыве провода исчезает ток повреждённой фазы, нарушается баланс токов и появляются токи обратной последовательности.

Различные виды коротких замыканий в электрической сети напряжением 6–10 кВ вызывают появление напряжений и токов нулевой или обратной последовательности или одновременно той и другой последовательностей.

Аварийные и ненормальные режимы работы электрической сети напряжением 380 В также оказывают влияние на режимные параметры:

- при обрывах фазных и нулевого проводов, при возникновении различного рода коротких замыканий появляются напряжения и токи обратной и нулевой последовательностей;
- при изменении несимметрии фазных нагрузок электрической сети напряжением 380 В появляются напряжения и токи обратной и нулевой последовательностей.

Известные устройства защиты от обрывов проводов ВЛ 6–10 кВ устанавливают как в электрической сети напряжением 6–10 кВ, так и в сети напряжением 380 В и для их построения используют различные режимные параметры, например:

- устройства релейной защиты, устанавливаемые в начале ВЛ 6–10 кВ, по изменению тока обратной последовательности идентифицируют обрывы фазного провода;
- устройства, устанавливаемые в конце ВЛ 6–10 кВ (ёмкостные и индуктивные фильтры напряжений обратной и нулевой последовательности, а также различного рода электронные фильтры с логическими схемами и др.), позволяют различать однофазные замыкания на землю или обрывы фазных проводов;
- различного рода фильтры с логическими схемами, устанавливаемые на стороне низшего напряжения понижающих трансформаторов, позволяют выявлять обрывы проводов, происходящие в воздушной линии напряжением 6–10 кВ.

Отметим, что при разработке устройств защиты анализ режимных параметров проводился в большей мере качественно без детального исследования их количественных характеристик.

Все приведённые изменения режимных параметров нужно рассмотреть и проанализировать, изучив их как качественные, так и количественные характеристики. Это позволит сформулировать требования к разрабатываемой системе защиты, месту её размещения (на стороне напряжения 6–10 кВ или в электрической сети напряжением 380 В), её функциональному построению, а также уставкам параметров, на которые система должна реагировать.

IV. ВЫВОДЫ

Исследования режимных параметров при повреждениях ВЛ 6–10 кВ позволяют:

- определить возможные диапазоны изменения напряжений и токов как при нормальном режиме работы сети, так и в различных аварийных ситуациях электрических сетей напряжением 6–10/0,38 кВ;
- выбрать критерии, характеризующие различные режимы работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ;
- определить параметры, необходимые для построения системы защиты электрической сети от обрывов фазных проводов ВЛ 6–10 кВ.

Список литературы

- [1] Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. – М.: ОАО «Россети», 2013. – 196 с.
- [2] Воротницкий В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости электротехники. – 2005. – № 3(33).
- [3] Млоток А.В. Опытная электрическая сеть напряжением 380 В / А.В. Млоток, А.М. Ершов, Р.Г. Валеев, А.И. Сидоров // Вестник Инженерной школы ДВФУ. – 2014. – № 2(19). – С. 96–107.
- [4] Ершов А.М. Физическая модель для исследования несимметричных режимов работы электрической сети напряжением 380 В / А.М. Ершов, Р.Г. Валеев, А.В. Млоток, А.И. Сидоров // Энергетика в современном мире: Сборник статей 4-й Междунар. заоч. науч.-практ. конф. – Чита: ЗабГУ, 2013. – С. 46–52.
- [5] Ершов А.М. Разработка физической модели электрической сети напряжением 380 В / А.М. Ершов, Р.Г. Валеев, А.И. Сидоров, А.В. Млоток // Электробезопасность. – 2014. – № 1. – С. 3–18
- [6] Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MatLab, SimPowerSystems и Simulink / И.В. Черных. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.
- [7] Черных И.В. SIMULINK: среда создания инженерных приложений / Под общ. ред. В.Г. Потемкина. – М.: ДИАЛОГ-МИФИ, 2003. – 496 с.
- [8] Хлопова А.В. Компьютерная модель для исследования режимов работы электрической сети напряжением 6–10/0,38 кВ / А.В. Хлопова, А.М. Ершов // Наука ЮУрГУ: материалы 68-й науч. конф. Секции технических наук. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016.
- [9] Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей: Учеб. пособие для вузов / А.М. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с.
- [10] Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов / С.А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
- [11] Переходные процессы в электроэнергетических системах / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев, В.В. Пираторов; под ред. И.П. Крючкова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 416 с.
- [12] Григорьев А.В. Защита сельских электросетей / А.В. Григорьев, А.И. Селивахин, В.И. Сукманов. – Алма-Ата: Кайнар, 1984. – 128 с.

Анализ методов и средств повышения пропускной способности сверхдальних транспортных систем переменного тока

А.М. Хоютанов¹, П.Ф. Васильев¹, Г.И. Давыдов¹, А.С. Нестеров¹

¹ФГБУН «Институт физико-технических проблем Севера СО РАН»
Якутск, Россия
iftps-7@mail.ru

Во всем мире для передачи и распределения электрической энергии наиболее предпочтительными являются трехфазные системы переменного тока. Традиционные линии электропередачи (ЛЭП) связывают мощные объединенные энергосистемы, охватывающие большие по площади регионы. Такие электропередачи конструктивно простые, но их пропускная способность низкая. Одной из трудоемких технических задач в плане транспорта электроэнергии на дальние и сверхдальние расстояния является обеспечение достаточной пропускной способности ЛЭП при удовлетворительных технических и экономических показателях.

Рассмотрены наиболее перспективные варианты сверхдальнего транспорта электроэнергии и повышения пропускной способности: компактные трехфазные воздушные линии, четырехфазные, шестифазные электропередачи, повышение класса напряжения, управляемые самокомпенсирующиеся линии электропередачи и полуволновые технологии. Для сравнения использовались методы системного анализа. Для расчетов использовался математический редактор MathCAD.

Обоснованы преимущества и недостатки альтернативных вариантов сверхдальних электропередач. Предложены наиболее перспективные варианты транспорта электроэнергии на сверхдальние расстояния.

Проведенный анализ позволяет выделить перспективные варианты для передачи и распределения электрической энергии с повышенной пропускной способностью, а также раскрывает ряд положений, которым требуется уделить внимание при исследовании.

Ключевые слова: компактные воздушные линии, управляемые самокомпенсирующиеся воздушные линии, полуволновая электропередача, повышение пропускной способности, четырехфазные электропередачи.

The analysis of methods and ways of a long-distance power transmission line capacity increasing

A.M. Khoiutanov¹, P.P. Vasiliev¹, G.I. Davydov¹, A.S. Nesterov¹

¹Larionov institute of physical and technical problems of the North SB RAS
Yakutsk, Russian Federation
iftps-7@mail.ru

In the world the most preferred way of power transmission and distribution are the three-phase AC system. Traditional transmission lines are binding powerful interconnections, covering large areas. Such transmission lines are constructively simple, but have low capacity. One of the main technical problems in terms of electricity transmission on long and very long distances is capacity increasing under satisfactory technical and economic indicators.

The article looks the most prospective options of long-distance transmission line and capacity increasing such as compact three-phase transmission line, four-phase transmission line, six-phase transmission line, increasing of voltage level, controlled flexible self-compensation alternating current transmission system and half-wave transmission line. The system analysis methods are used for the comparison. The mathematical editor MathCAD is used for the equations.

Positive and negative sides of alternative options of long-distance transmission lines are substantiated. The most prospective options are given in the article.

The analysis allows highlighting promising options for power transmission and distribution with increased capacity, and also discloses a number of provisions that require attention in their research.

Keywords: compact three-phase transmission line, controlled flexible self-compensation alternating current transmission system, half-wave transmission line, capacity increasing, four-phase transmission line.

1. ВВЕДЕНИЕ

Традиционная электроэнергетика характеризуется созданием мощных объединенных энергосистем, охватывающих большие по площади регионы страны. Одной из трудоемких технических задач в плане транспорта электроэнергии на дальние и сверхдальние расстояния является обеспечение достаточной пропускной способности

линий электропередач (ЛЭП) при удовлетворительных технических и экономических показателях.

В основе величины пропускной способности высоковольтной воздушной линии электропередачи лежит величина её натуральной мощности P_n , которая определяется выражением

$$P_n = U_n^2 / Z_b,$$

где U_n – линейное напряжение;

$$Z_b = \sqrt{(R_0 + j\omega L_s) / (g_0 + j\omega C_p)}$$

– волновое сопротивление линии (R_0 , g_0 , L_s , C_p – соответственно продольное сопротивление, поперечная проводимость, удельные эквивалентные индуктивность и рабочая емкость воздушной линии (ВЛ)).

Как видно из формулы, существуют два способа увеличения пропускной способности – изменение напряжения или волнового сопротивления. Наиболее простым способом увеличения пропускной способности является повышение линейного напряжения U_n . Однако

повышение линейного напряжения имеет и свою отрицательную сторону:

- увеличение расстояния между фазами и между фазами и заземленными частями линии;
- увеличение потерь электроэнергии на корону;
- увеличение стоимости как самой ВЛ, так и подстанционного оборудования;
- увеличение электромагнитного экологического влияния линии [1].

Другим способом является понижение волнового сопротивления линии Z_b , что позволяет избежать вышеперечисленных недостатков.

II. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ

Понижения волнового сопротивления можно добиться путем сближения фаз. На основе такого способа разработаны компактные трехфазные воздушные линии.

Необходимые расстояния определяются электрической прочностью междуфазовых воздушных промежутков при воздействиях на них коммутационных перенапряжений. В [2] определены минимальные междуфазные расстояния при ограничении перенапряжения разрядниками и ограничителями перенапряжения нелинейными (ОПН) (табл. I) и междуфазные расстояния действующих ЛЭП (табл. II). При сравнении можно выделить, что в действительности расстояния между проводами соседних фаз на эксплуатируемых линиях значительно больше.

Таблица I. МИНИМАЛЬНЫЕ МЕЖДУФАЗНЫЕ РАССТОЯНИЯ ПРИ ОГРАНИЧЕНИИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ РАЗРЯДНИКАМИ И ОПН

Класс напряжения, кВ	330		500		750		1150	
Расчетная кратность коммутационных перенапряжений	2,7	1,8*)	2,5	1,8*)	2,1	1,8*)	1,8	1,6*)
Необходимое изоляционное расстояние между осями фаз линии, м	3,3	2,4	4,5	3,4	7,0	5,1	13,5	11,3
Необходимое расстояние между осями фаз с учетом ветра, м	4	3	5,1	4	7,6	5,7	14,1	12
Радиус расщепления фазы, м	0,2	0,2	0,23	0,23	0,42	0,42	0,6	0,6

*Расчетные значения напряжений при применении ОПН.

Таблица II. МЕЖДУФАЗНЫЕ РАССТОЯНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЛЭП

Класс напряжения	330	500	750	1150
Расстояния между осями соседних фаз, м	9	11–12	16–19	23–24

Исходя из сравнения, очевидно, что существует возможность компактизации ВЛ за счет сокращения междуфазовых расстояний в 2-3 раза.

Пропускная способность таких ВЛ, в зависимости от режима работы и количества цепей, повышается от 1,5 до 2 раз. Но вместе с тем возникают трудности с перетоками активной мощности по реактивным связям, неодинаковостью загрузки фаз линии и затруднением определения тепловых потерь мощности в проводах фаз ВЛ из-за увеличенного взаимного электромагнитного влияния [1]. Общим же недостатком компактных линий является

сложность проведения ремонтных работ, особенно работ под напряжением, и недостаточный уровень надежности 3-фазных линий, которые должны отключаться полностью при наиболее вероятных устойчивых однофазных отказах [3].

На том же способе увеличения пропускной способности основываются управляемые самокомпенсирующиеся воздушные линии (УСВЛ).

Известно, что основные технические характеристики многопроводных линий электропередач определяются параметрами электромагнитного поля, образуемого вокруг проводников в пространстве, занимаемом линией электропередачи. В работе [4] на основании исследований и анализа влияющих факторов установлено, что для обеспечения максимальной величины натуральной мощности линии необходимо максимально увеличить суммарный заряд линии. Это возможно при сближении фаз линии и установлении между приложенными

векторами напряжений сближенных фаз максимального углового сдвига (θ). Вместе с тем, при малых нагрузках линии целесообразно обеспечить режим, при котором зарядная мощность линии минимальная. Это условие можно выполнить, если осуществить регулирование величины суммарного заряда линии. Для этого необходимо уменьшить (в пределе до 0) угловой сдвиг между векторами напряжений сближенных фаз.

Таким образом, при установлении между системами векторов напряжений цепей углового сдвига $\theta = 180^\circ$ линия обладает минимальным продольным индуктивным сопротивлением, максимальной рабочей емкостью, наибольшей величиной натуральной мощности и пропускной способности. Такой режим применим для

передачи предельных величин мощности. Разработанные и описанные в [4] варианты двухцепных УСВЛ в режиме $\theta = 180^\circ$ обладают на 20–50 % большей величиной натуральной мощности, чем обычные двухцепные ВЛ того же класса напряжения.

Приведенные в табл. III данные основных показателей УСВЛ и сопоставление их с аналогичными характеристиками обычных трехфазных ЛЭП показывают, что УСВЛ превосходят обычные ЛЭП по величине натуральной мощности на 20–50 % и обеспечивают экономию на 15–30 % удельных капитальных вложений и приведенных затрат в расчете на единицу передаваемой мощности [4].

Таблица III. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВАРИАНТОВ ДВУХЦЕПНЫХ УСВЛ НАПРЯЖЕНИЕМ 220–1150 кВ

Показатели	Единицы измерения	Напряжение СВЛ, кВ					
		220	330	500	750	1150	
Протяженность линии	км	100–300	200–400	300–600	400–800	500–3000	
Провода	Марка	2×АС-300	3×АС-300	5×АС-300	6×АС-300	13×АС-300	
Расположение фаз	Горизонтальное						
Расстояние между сближенными фазами в пролете	м	2,2	2,2	4,0	6,0	10,0	
Волновое сопротивление при:							
	$\theta = 0^\circ$	Ом	375	367	338	342	338
	$\theta = 120^\circ$	Ом	222	214	183	191	209
$\theta = 180^\circ$	Ом	206	199	170	177	195	
Натуральная мощность при:							
	$\theta = 0^\circ$	МВт	258	592	1478	3282	7820
	$\theta = 120^\circ$	МВт	416	965	2567	5742	12146
$\theta = 180^\circ$	МВт	458	1090	2929	6334	13580	

Как замечено в работе [4], многие вопросы требуют дальнейшего рассмотрения, экспериментальной проверки и проработок. Остается открытым вопрос разработки фазорегулирующих устройств и дальности электропередачи.

Проблема увеличения дальности передачи энергии переменным током по УСВЛ может быть решена, в частности, путем настройки их, например, в режим полуволны. При этом подходы остаются аналогичными тем, которые разработаны для обычных ЛЭП переменного тока [4].

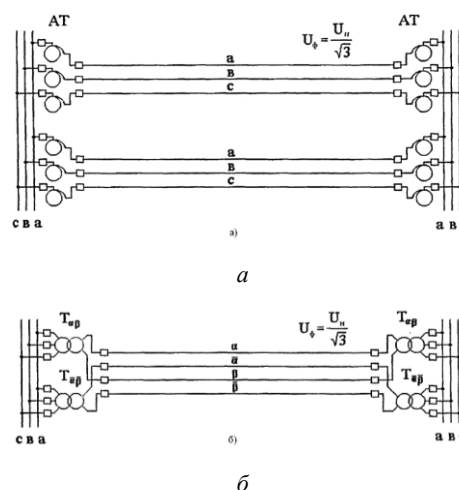
Для передачи больших потоков электроэнергии на дальние и сверхдальние расстояния целесообразен переход к трёхфазной системе с резервной фазой и четырёхфазной системе переменного тока, поскольку это позволяет существенно улучшить ряд показателей электропередач: пропускную способность, надёжность, экологические показатели [5].

Преобразование трехфазного переменного тока в четырехфазный и обратно осуществляется с помощью схемы Скотта [6], предложенной в 1884 г. американским инженером Ч.Ф. Скоттом (рисунок).

При одинаковом фазном напряжении трехфазной и четырехфазной линии и идентичной конструкции их фаз натуральная мощность четырехфазной линии превосходит почти в 1,5 раза натуральную мощность трехфазной линии [7].

Недостаток схемы преобразования фаз в том, что при нагруженной линии симметрия двухфазных напряжений нарушается в силу того, что схема Скотта несимметричная.

Для фаз α и β внутреннее сопротивление источника электроэнергии различное.



Принципиальные схемы: а – двухцепная трехфазная ЭП; б – четырехфазная ЭП

Рассмотрение двухцепных ВЛ навело американских специалистов на идею о создании шестифазных электропередач (ШЭП). Суть идеи состоит в том, что вместо двух 3-фазных систем с фазовым сдвигом 120° создается 6-фазная система с фазовым сдвигом 60° . Для получения 6-фазной системы требуются фазопре-

бразующие трансформаторы для преобразования 3-фазной системы переменного тока в 6-фазную и обратно. Компактная конструкция 6-фазной линии повышает её натуральную мощность на одну цепь на 40–50 % по сравнению с обычной 3-фазной ВЛ. Слабой стороной ШЭП является более низкая её надёжность по сравнению с двухцепной ЭП с 3-фазными ВЛ на разных опорах. Применение ШЭП на сверхвысоком напряжении является проблематичным из-за сложной конструкции ВЛ и пониженной надёжности [8].

Несмотря на критические замечания, сделанные выше насчет увеличения напряжения, анализ способов повышения предела передаваемой мощности протяжённых системообразующих ВЛ свидетельствует о том, что при повышении класса напряжения (например, с 220 до 330 кВ) увеличивается предел передаваемой мощности на 214 %, т.е. в 3,6 раза по сравнению с вариантом увеличения сечения проводов [9].

К тому же мощность потерь в воздушной линии более высокого класса напряжения всегда меньше, чем у n линий более низкого класса. Экономически обоснованная максимальная длина ВЛ – L_{\max} , при которой линия способна передавать максимальную мощность с учётом допустимых ограничений, находится в прямой зависимости от класса напряжения и равна $L_{\max} = 2U_{\text{л}}$. Для ВЛ 220 кВ длина не превышает 440 км, для ВЛ 330 кВ – 660 км и для 500 кВ – 1000 км.

Использование более высокого класса напряжения ведёт к снижению потерь мощности, затрат на алюминий для проводов, капитальных и расчётных затрат на воздушные транспортные системы электроэнергии. Например, межсистемные связи на напряжении 750 кВ в 1,6 раза дороже линий 500 кВ, но их передаваемая мощность в два раза больше (2 ГВт), что в сумме на 20 % снижает удельные капиталовложения в межсистемную связь [10]. Ещё более низкие удельные капитальные затраты будут при строительстве линий 1150 кВ, для которых передаваемая мощность возрастает до 5-6 ГВт.

Альтернативой могут стать сверхдальние компенсированные, полуволновые и настроенные на полуволну электропередачи.

На современном этапе в результате проведенных исследований обоснована их значимость, доказана техническая осуществимость и экономическая эффективность [3]. Такие линии могут передавать электроэнергию на расстояния от 2000 – 4000 км.

Полуволновые линии электропередач и настроенные на полуволну обладают важными свойствами: большим запасом статической устойчивости и независимостью напряжений от нагрузки на отправном и приёмном концах линии, следовательно, нет необходимости использовать установки компенсации реактивной мощности для обеспечения статической устойчивости и режима напряжения в линии. Пропускная способность ЛЭП традиционного типа в режиме передачи натуральной мощности, настроенной на полуволновый режим работы, значительно повышается, так как такая линия не имеет ограничений на передаваемую мощность по условию устойчивости и характеризуется сбалансированностью по реактивной мощности [11].

Но особенностью полуволновых электропередач является значительное изменение напряжения вдоль линии. Так, в средней части линии напряжение меняется

от минимальной величины, близкой к нулю, в режиме холостого хода до наибольшего рабочего напряжения в режиме наибольшей загрузки. Это не позволяет осуществлять традиционным способом параллельный отбор мощности из ПЭП на большей её части в режимах сниженных нагрузок. Для расширения области применения полуволновых электропередач требуется решение задачи промежуточного отбора мощности в средней части линии.

III. Выводы

Проведенный анализ позволяет выделить перспективные варианты для передачи и распределения электрической энергии с повышенной пропускной способностью, а также раскрывает ряд положений, которым требуется уделить внимание при исследовании. Наряду с этим, как наиболее перспективный вариант на сверхдальние расстояния можно отметить полуволновые, так как они не имеют ограничений на передаваемую мощность по условию устойчивости и характеризуются сбалансированностью по реактивной мощности, а также обладают всеми свойствами традиционных ЛЭП, которые на протяжении всей истории электроэнергетики показали себя более практичными и надежными.

Список литературы

- [1] Мисриханов М.Ш., Токарский А.Ю. Сближение фаз ВЛ – один из способов получения простых компактных электропередач повышенной пропускной способности // Повышение эффективности энергосистем. Электроэнергетика. Труды ИГЭУ. Вып. 6. – М.: Энергоатомиздательство, 2003. С. 162–184.
- [2] Дьяков А.Ф. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы: в 3 т. / Под общ. ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Энергопрогресс, 2012.
- [3] Зильберман С.М. Методические и практические вопросы полуволновой технологии передачи электроэнергии: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Красноярск, 2009. – 39 с.
- [4] Постолатий В.М., Быкова Е.В. Повышении пропускной способности и управляемости электропередач переменного тока // Передача энергии переменным током на дальние и сверхдальние расстояния: Материалы межлннар. науч.-техн. конф. Т. 1. Новосибирск, 2003. С. 106–112.
- [5] Самородов Г.И. Четырёхфазные электропередачи / Г.И. Самородов. // Известия РАН. Энергетика. – 1995. – № 6. – С. 101–108.
- [6] Варфоломеев Г.Н. Схема Скотта: история и перспективы совершенствования (к 100-летию создания) // Электричество. – 1994. – № 10. – С. 77–84.
- [7] Самородов Г.И. Четырёхфазные электропередачи и оценка эффективности их использования для выдачи мощности ГЭС «Три ущелья» в район Восточного Китая // Восточная энергетическая политика России и проблемы интеграции в энергетическое пространство Азиатско-Тихоокеанского региона: Труды междунар. конф. (22-26 сентября 1998 г., Иркутск, Россия). – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1998. – 466 с.
- [8] Красильникова Т.Г. Разработка четырехфазной технологии передачи электроэнергии на дальние расстояния: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Новосибирск, 2013. – 41 с.
- [9] Кобылин В.П. Повышение эксплуатационной надёжности электросетевого хозяйства на Севере / В.П. Кобылин. – Новосибирск: Наука, 2006. – 223 с.
- [10] Тиходеев Н.Н. Передача электрической энергии / Н.Н. Тиходеев. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 248 с.
- [11] Кобылин А.В. Повышение надёжности, живучести и эффективности самокомпенсирующейся линии с промежуточным отбором мощности в составе энергообъединения Восточной Сибири, Якутии и Дальнего Востока / А.В. Кобылин, А.М. Хоютанов, В.П. Кобылин и др. // Наука и образование. – 2014. – № 1(73). – С. 54–58.

Исследование возможности дистанционного мониторинга концентрации растворённых газов в масле главной изоляции силовых трансформаторов

Ю.С. Чебрякова, А.В. Подачников

Владимирский государственный университет им. А.Г. и Н.Г. Столетовых
Владимир, Россия
podachnikov@gmail.com

Представлены результаты экспериментальных исследований статистической взаимосвязи концентраций растворённых газов в масле главной изоляции силовых трансформаторов с параметрами частичных разрядов. Предложены математические модели, предназначенные для дистанционного электрошумового мониторинга состояния изоляции с помощью мехатронного диагностического комплекса.

Ключевые слова: высоковольтное оборудование, электрошумовой мониторинг, растворённые газы, частичные разряды, мехатронный комплекс.

Research of possibility of remote monitoring dissolved gases in oil of the main insulation of power transformers

Y. Chebryakova, A. Podachnikov

Vladimir state University n. a. A.G. and N.G. Stoletov
Vladimir, Russia
podachnikov@gmail.com

The paper presents the results of experimental studies of the statistical relationships of concentrations of dissolved gases in oil of the main insulation of power transformers with the parameters of partial discharges. Mathematical models, designed for remote electrical-noise monitoring of insulation condition by using mechatronic diagnostic system, are proposed.

Keywords: high-voltage equipment, electrical-noise monitoring, dissolved gases, partial discharges, mechatronic complex.

1. ВВЕДЕНИЕ

Важнейшей особенностью современного этапа развития средств диагностики высоковольтного оборудования является переход от концепции регламентных ремонтов к ресурсо- и энергосберегающей концепции обслуживания на основе мониторинга технического состояния. Для наиболее ответственных видов высоковольтного оборудования и особенно для интеллектуальных электрических сетей целесообразно непрерывное функциональное диагностирование – диагностический мониторинг. Положением ОАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», утверждённым 23.10.2013 г., определено, что этот вид мониторинга «является приоритетной формой диагностирования высоковольтного оборудования». Эффективность такого перехода в значительной мере определяется возможностями применяемых методов и средств диагностики. Безусловно, наиболее перспективны методы интродиагностики, т.е. диагностики под рабочим напряжением без вывода оборудования из эксплуатации для вскрытия баков и слива диэлектрических жидкостей. К их числу относятся методы анализа разрядных процессов в изоляции. Физической основой большой группы этих методов являются частичные разряды (ЧР),

т.е. микропробои, перекрывающие лишь небольшую часть изоляции. ЧР возникают в результате действия множества факторов: особенностей структуры изоляции, уровня напряжённости электрического поля, наличия неоднородностей в нём, температуры, изменений химического состава изоляции и ряда других. Это является важной предпосылкой того, что процесс возникновения ЧР с позиций теории вероятностей можно рассматривать как стационарный или периодически нестационарный случайный импульсный процесс, а соответствующие методы диагностики – как электрошумовые.

Значительная часть повреждений силовых трансформаторов связана со снижением электрической прочности маслобальберной изоляции и её пробоем в ближайшем к обмотке высокого напряжения масляном канале. Эксплуатационные свойства изоляции тесно связаны с наличием растворённых в масле газов, концентрация которых в большой степени определяется частичными разрядами. Для диагностики развивающихся дефектов разработаны принципы и критерии оценки состояния изоляции на основе анализа растворённых газов (АРГ) [1]. Однако традиционные методы АРГ трудоёмки, требуют отбора проб масла из работающих высоковольтных аппаратов и в силу этого не удобны для непрерывного мониторинга состоя-

ния изоляции. Современные системы мониторинга масла, например GE Energy Hydran, GE Energy Minitrans, довольно дороги и требуют установки датчиков на каждый диагностируемый трансформатор, т.е. не обеспечивают дистанционности мониторинга.

II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Целью исследований, является поиск устойчивых многофакторных статистических взаимосвязей между параметрами ЧР и концентрациями растворённых газов в трансформаторном масле. Результаты исследований необходимы для анализа возможности дистанционного мониторинга концентрации растворённых газов с помощью мехатронного комплекса дистанционного мониторинга (МКДМ) «ЭЛЕКТРО», разработанного во Владимирском государственном университете им. А.Г. и Н.Г. Столетовых совместно с ПАО «Электросетьсервис».

III. МЕТОД РЕШЕНИЯ

Исследование статистической взаимосвязи значений параметров ЧР, в рассматриваемом случае **измеряемых параметров**, с концентрациями растворённых газов, т.е. значениями **контролируемых параметров**, проводилось с помощью математической модели вида

$$y_i = b_{i0} + \sum_{j=1}^n b_{ij}x_j,$$

где y_i – i -й контролируемый параметр пробы трансформаторного масла; n – число измеряемых параметров x_j ЧР; b_{i0} , b_{ij} – параметры модели для i -го контролируемого параметра.

Для оценки параметров модели b_{i0} , b_{ij} использовался метод главных компонент совместно со множественным регрессионным анализом. Такой подход позволяет обрабатывать результаты экспериментов при сильной мультиколлинеарности исходных данных и повысить устойчивость модели к случайным погрешностям измерений.

Отбор проб и хроматографический анализ растворённых газов (ХАРГ) осуществлялся в соответствии с РД 34.46.303-98 «Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворённых в масле силовых трансформаторов», с использованием пробоотборников ShakeTest, ELCHROM-G и портативного хроматографа MYRKOS фирмы Morgan Schaffer Inc. (Канада). В качестве вспомогательного оборудования применялась система мониторинга масла GLA100 компании Kelman Ltd. и устройство BMT 300 (GE Energy Co.) для контроля активности ЧР в главном трансформаторном баке. Измерения пробивного напряжения трансформаторного масла выполнялись в соответствии с ГОСТ 6581-75 на отечественном аппарате АИМ-80 класса точности 1.0, в котором использовалась измерительная ячейка с полусферическими электродами. Зазор между электродами составлял 2,5 ($\pm 0,5$) мм. Пробивное напряжение определялось на частоте 50 Гц при температурах масла и окружающей среды в диапазоне 15 – 25 °С. По шести последовательным пробоям вычислялись среднее арифметическое значение пробивного напряжения $U_{\text{ср.пр.}}$, среднеквадратическое отклонение ζ_U и коэффициент вариации $V = 100\sigma_U / U_{\text{ср.пр.}}$, %. Если значение коэффициента вариации превышало 20 %, то измерительная ячейка заполня-

лась новым маслом из той же пробы, и проводилось шесть дополнительных измерений пробивного напряжения. В этом случае среднее значение пробивного напряжения определялось для 12 пробоев. Измерения тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) проводилось на автоматическом приборе DTL С фирмы BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH (Австрия) для двух значений температуры: 20 и 70 °С или 20 и 90 °С, в соответствии с ГОСТ 6581-75, стандартом IEC 247, стандартами или техническими условиями на конкретный сорт масла. Этот же прибор применялся для измерения относительной диэлектрической проницаемости масла (ϵ). Измерение параметров ЧР производилось с помощью МКДМ «ЭЛЕКТРО». Для управления движением элементов комплекса применён адаптивный алгоритм, позволяющий учесть сложность топологии и насыщенность энергетических объектов высоковольтным оборудованием, а также крупные габариты современных высоковольтных аппаратов [2].

Исследования проводились в процессе плановых обследований состояния трансформаторного оборудования для 58 трансформаторов электрических подстанций (ПС) предприятий магистральных электрических сетей (МЭС) Центра в период с 2009 по 2015 гг. В настоящей работе представлены результаты исследований лишь для 18 аппаратов, в том числе для пяти автотрансформаторов АОДЦТН-417000/750/500-У1, шести автотрансформаторов АДЦТН-250000/500/110/10 и семи трансформаторов ТДТН-31500/110. Эти трансформаторы установлены на ПС Московского, Валдайского и Волго-Окского предприятий магистральных электрических сетей («Владимирская-750 кВ», «Белый Раст-750 кВ», «Ногинск-500 кВ», «Радуга-500 кВ» «Калининская-330 кВ», «Неро-220 кВ», «Вязники-220кВ» и др.). В обследованных трансформаторах применено масло марок ГК и Т-150. Масло ГК (ТУ 38.101.1025-85) производится АО «Ангарская нефтехимическая компания» по технологии гидрокрекинга и каталитической депарафинизации из западно-сибирской нефти. Масло Т-150 (ТУ 38.401.58107-94) производится ОАО «Нижегород-нефтеоргсинтез» путём селективной очистки, низкотемпературной депарафинизации и гидроочистки из западно-сибирской нефти. Во всех аппаратах используется плёночная защита.

Результаты исследований 18 названных трансформаторов оказались наиболее информативными и достоверными в силу того, что близки продолжительности их эксплуатации (введены в эксплуатацию в 1987 – 1989 гг.), сроки проведения и периодичность комплексных обследований, а также нормальные и имевшие место аварийные режимы работы аппаратов. Исследовались 144 пробы масла, которые были сгруппированы в шесть выборок по типам трансформаторов, маркам масла, датам проведения ХАРГ и средней нагрузке в период проведения исследований.

Выборки 1, 3, 5 содержат пробы масла, отобранные и исследованные с приблизительно с годовым интервалом с 2009 по 2013 гг. Для этого периода была характерна более высокая электрическая нагрузка, чем в последующие два года, в течение которых масло исследовалось с интервалом в шесть месяцев (выборки 2, 4, 6). Выборки 1 и 6 являются наиболее представительными. В выборках 1 и 4 имеется по шесть проб масла, взятых после срабатывания газовых защит на сигнал, а выборка 6 содержит 4 пробы, отобранные после срабатывания дифференциальной защиты. Выборки 2 и 3 содержат только пробы, взятые из

трансформаторов, анализ работы которых за предшествующий период показал отсутствие эксплуатационных факторов, вызывающих рост концентраций углеводородных газов. В выборку 6 включены 4 пробы, отобранные после замены силикагеля, и 2 пробы, отобранные после длительного отключения трансформаторов.

Перед отбором каждой из этих 144 проб с помощью МКДМ «ЭЛЕКТРО» производилась электрошумовая локация аппаратов, из баков которых брались пробы. Изменялись следующие параметры ЧР:

1) среднее за период сетевого напряжения значение частоты ЧР (F_{cp});

2) частотный диапазон $\Delta f = f_b - f_n$, где f_n и f_b – граничные частоты, ниже и выше которых наблюдается спад кривой спектральной плотности до уровня, в $\sqrt{2}$ раз меньше максимального значения;

3) максимальное значение спектральной плотности g_{max} за интервал наблюдения T в диапазоне $f_n \dots f_b$;

4) регулярность $R(q)$, т.е. отношение числа периодов сетевого напряжения, в которых зарегистрированы ЧР с кажущимся зарядом q и более, к общему числу периодов напряжения за интервал наблюдения T ;

5) суммарный кажущийся заряд Q_Σ за интервал наблюдения T ;

6) выходное напряжение U_p измерителя радиопомех П4-17, входящего в состав МКЭМ «ЭЛЕКТРО» и работающего в режиме определения среднего значения измеряемого импульсного сигнала.

Параметры 1, 5 и 6 определены ГОСТ 20074-83 [3], информативность параметра 4 хорошо проиллюстрирована в книге В.П. Вдовико [4], а целесообразность определения параметров 2 и 3 показана в работе [5].

На первом этапе эксперимента определялись частные модели, связывающие измеряемые и контролируемые параметры проб масла марки ГК для обучающих выборок 1 и 2. Отметим, что при использовании этих частных моделей электрошумовой контроль возможен лишь для определенного типа аппаратов, что ограничивает технологическую гибкость электрошумового мониторинга.

На втором этапе исследовалась возможность объединения исходных данных с целью получения общих моделей, позволяющих определить контролируемые параметры по совокупности измеряемых параметров независимо от типов (авто)трансформаторов. Достоверность полученных результатов для объединенных обучающих выборок 1 + 3, 2 + 4, 3 + 5 подтверждалась по критерию Фишера при доверительной вероятности 0,95. Полученные в ходе экспериментальных исследований результаты свидетельствуют о возможности нахождения обобщенных моделей для концентраций всех шести исследованных растворенных газов. Кроме того, сравнение коэффициентов множественной корреляции с коэффициентами парной корреляции показывало явное преимущество многопараметрового электрошумового мониторинга перед мониторингом по одному параметру.

Далее эксперимент был направлен на исследование возможности нахождения общих моделей, позволяющих осуществить многопараметровый мониторинг, инвариантный к нагрузке трансформаторного оборудования и его

длительным отключениям. В конечном счёте выявление такой возможности означает существенное увеличение технологической гибкости электрошумового мониторинга. Нахождение общей модели проводилось на обучающем массиве данных, включающем в свой состав выборки 2, 3, 5 и 6, а достоверность полученных решений, как и ранее, подтверждалась по F -критерию Фишера при доверительной вероятности 0,95.

Анализ результатов эксперимента показывает возможность нахождения для концентраций четырёх растворенных газов (CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 и H_2) универсальных моделей, устойчивых к вариациям нагрузки. Для концентраций оксида и диоксида углерода объединенные модели оказались неадекватными.

С целью упрощения процедуры мониторинга в ходе эксперимента изучалась возможность изменения номенклатурного и численного состава измеряемых электрошумовых параметров, входящих в состав универсальной математической модели. Анализ полученных результатов показывает, что при некотором снижении требований к точности результатов мониторинга можно использовать модели с меньшим числом измеряемых электрошумовых параметров. Например, для оперативного контроля целесообразно исключить сложные измерения кажущегося заряда ЧР. При этом существенно снижается лишь коэффициент множественной корреляции для модели, позволяющей рассчитать значение концентрации этилена. К сожалению, следует отметить, что все модели для концентраций оксида и диоксида углерода оказались неадекватными.

Для оценки достоверности многопараметрового электрошумового мониторинга применён следующий подход. Коэффициент множественной корреляции R характеризует тесноту группирования экспериментальных данных вокруг функциональной зависимости, связывающей измеряемые и контролируемые параметры. Вместе с тем, коэффициент множественной корреляции определяет приведенную погрешность восстановления исходных данных γ' . Указанные величины связаны между собой следующим приближенным соотношением: $\gamma' \approx 0,5\sqrt{1-R^2} \cdot 100\%$ [5]. Это позволяет использовать коэффициент множественной корреляции для приблизительной усредненной оценки точности модели. Необходимо отметить, что уже при $R < 0,9$ найденную модель нецелесообразно использовать для решения метрических задач мониторинга, поскольку погрешность γ' будет велика (более 20 %). Были вычислены оценки погрешности γ' определения концентраций растворенных газов в объединенной обучающей выборке 2 + 3 + 5 + 6 по универсальным математическим моделям, первая из которых содержит все шесть электрошумовых параметров (F_{cp} , Δf , g_{max} , $R(q)$, Q_Σ , U_p), вторая – только параметры Δf , g_{max} и $R(q)$, а третья – только параметры F_{cp} , $R(q)$, Q_Σ , U_p . Сравнение оценки погрешности γ' с фактическими значениями погрешности восстановления концентраций растворенных газов показало, что она довольно точно отражает истинное положение. Например, оценки погрешности γ' восстановления концентрации метана в обучающей выборке 2 + 3 + 5 + 6 с использованием второй и третьей моделей составляют 9,6 и 11,3 % соответственно. При этом фактические значения погрешности восстановления концентрации метана по указанным моделям лежат в пределах от 4,1 до 10,6 % (среднее значение по-

грешности – 8,5 %) и от 6,6 до 14,6 % (среднее значение погрешности – 10,5 %).

При оценке достоверности мониторинга трансформаторного оборудования обычно предъявляется требование нахождения погрешности каждого из результатов диагностики. Для этого целесообразно определять относительную погрешность γ расчета значений контролируемых параметров по некоторому набору измеряемых параметров по следующей формуле:

$$\gamma = \hat{y}_i^{-1}(t_\alpha; n-k-1) \sqrt{\hat{\sigma}^2 \left[1 + X_j (X^T X)^{-1} X_j^T \right]},$$

где \hat{y}_i – оценка, рассчитанная по математической модели i -го контролируемого параметра; t_α – коэффициент Стьюдента; n – число значений i -го контролируемого параметра в обучающей выборке; k – число измеряемых параметров; $\hat{\sigma}^2$ – оценка среднеквадратического отклонения, которая определяется при нахождении математической модели; X_j – текущий вектор измеряемых параметров; X – матрица измеряемых параметров в обучающей выборке размерностью $n \times k$.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

На основе экспериментальных исследований установлено следующее:

- для дистанционного мониторинга концентрации растворённых газов в масле главной изоляции силовых трансформаторов перспективно применение электрошумового метода диагностики;
- выявлено явное преимущество многопараметрового мониторинга перед мониторингом по одному параметру;
- электрошумовой мониторинг концентраций четырёх растворённых газов (CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 и H_2), являющихся ключевыми либо характерными для

большинства развивающихся дефектов электрического и термического характера [1], возможен на основе универсальных моделей, устойчивых к вариациям марок масла, типов трансформаторов и их нагрузки;

- электрошумовой мониторинг концентраций оксида и диоксида углерода, являющихся ключевыми газами для развивающихся дефектов твёрдой изоляции [1], возможен лишь на основе моделей, полученных для трансформаторов с близким характером нагрузки;
- применение мехатронного комплекса «ЭЛЕКТРО» позволяет автоматизировать дистанционный мониторинг высоковольтного оборудования электрической подстанции в условиях разнообразия типов установленных силовых трансформаторов.

Список литературы

- [1] РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования. – М.: Департамент научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России», АО ВНИИЭ. – 1995. – 26 с.
- [2] Шахнин В.А. Алгоритм управления движением антенны мехатронного комплекса электрошумовой диагностики высоковольтного оборудования // Контроль. Диагностика. – 2013. – № 11. – С. 60–65.
- [3] ГОСТ 20074-83. Электрооборудование и электроустановки. Методы измерения характеристик частичных разрядов. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 24 с.
- [4] Вдовико В.П. Частичные разряды в диагностике высоковольтного оборудования. – Новосибирск: Наука, 2007. – 155 с.
- [5] Шахнин В.А. Статистические характеристики частичных разрядов как диагностические признаки состояния изоляции высоковольтного оборудования // Контроль. Диагностика. – 2015. – № 2. – С. 59–65.
- [6] Львовский Е.Н. Статистические методы построения эмпирических формул. – М.: Высшая школа, 1998. – 239 с.

Разработка мехатронного модуля дистанционной сканирующей диагностики для высоковольтного оборудования

Ю.С. Чебрякова

ФГБОУ ВО «Владимирский государственный университет имени А.Г. и Н.Г. Столетовых»
Владимир, Россия
ychebryakova@mail.ru

Разработаны математические модели информативных статистических характеристик ЧР-шума, предназначенные для работы мехатронного модуля, особенностью которых является учёт корреляции между ЧР. На основе информационной интеграции разработан способ адаптивного управления движением элементов мехатронного модуля с учётом текущих результатов сканирования. Разработанный модуль позволяет осуществлять непрерывный мониторинг состояния высоковольтного оборудования. Кроме того, с учетом полученных результатов возможно управление модулем, что позволяет получить максимально точный результат о состоянии оборудования.

Ключевые слова: интродиагностика, высоковольтное оборудование, частичные разряды, мехатронный модуль.

Development of mechatronic module remote scanning diagnostics for high voltage equipment

Y.S. Chebryakova

Vladimir State University
Vladimir, Russian Federation
ychebryakova@mail.ru

The mathematical model of informative statistical PD characteristics-noise, designed to operate mechatronic module, which is a feature taking into account the correlation between the CR. On the basis of information integration developed a method of adaptive motion control of mechatronic elements of the module based on the current scan results. The developed module allows to carry out continuous monitoring of high voltage equipment. Besides taking into account the obtained results it is possible to control a module that allows you to obtain the most accurate results about the condition of the equipment.

Keywords: intradiagnostics, high-voltage equipment, partial discharges, mechatronic module.

1. ВВЕДЕНИЕ

Для наиболее ответственных видов высоковольтного оборудования и особенно для интеллектуальных электрических сетей целесообразно непрерывное функциональное диагностирование – диагностический мониторинг. Положением ОАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», утверждённым 23.10.2013 г., определено, что этот вид мониторинга «является приоритетной формой диагностирования высоковольтного оборудования» [1].

Мониторинг высоковольтного оборудования предполагает определение широкого спектра параметров различной физической природы (параметров вибраций и акустических волн, значений электрических токов, напряжений и сопротивлений, параметров электромагнитных полей, температуры, количества растворённых газов и влажности изоляции и т.п.), т.е. многопараметровую интродиагностику высоковольтного оборудования. Термин «интродиагностика» для высоковольтного оборудования означает неразрушающий (т.е. без вскрытия баков и слива диэлектрических жидкостей) контроль комплекса параметров,

характеризующих состояние высоковольтных аппаратов, для предотвращения повреждений и ненормальных режимов их функционирования.

В настоящее время в электроэнергетике широко применяются стационарные системы мониторинга [2, 3]. Источниками диагностической информации для них являются датчики неподвижно установленные на работающем высоковольтном оборудовании. Комплект датчиков, используемых для конкретного высоковольтного аппарата, формируется на этапе проектирования системы мониторинга и практически никогда в процессе дальнейшей эксплуатации не изменяется. Стационарные системы мониторинга либо поставляются вместе с новым оборудованием, либо монтируются на оборудовании, находящемся в эксплуатации, в процессе его модернизации. Очевидными недостатками стационарных систем мониторинга являются: жёсткое ограничение количества, состава и мест расположения датчиков на всех эксплуатационных этапах жизненного цикла диагностируемого оборудования; многократное дублирование однотипных систем мониторинга на электроэнергетическом объекте; сложность переналадки систем на диагностику новых видов оборудования.

В целом всё перечисленное можно охарактеризовать как отсутствие гибкости. Придание мобильности системам мониторинга позволяет устранить многие из перечисленных недостатков. Причём в одних случаях под мобильностью подразумевается возможность перемещения датчиков по поверхности диагностируемого аппарата или вблизи неё, а в других – возможность передвижения всего диагностического комплекса. В последнем случае реализуем дистанционный мониторинг сразу нескольких высоковольтных аппаратов.

Насыщенность энергетических объектов высоковольтным оборудованием различного типа, сложная топология и большие площади его пространственного размещения, а также крупные габариты современных высоковольтных аппаратов требуют правильной организации движения элементов мобильных систем мониторинга, в частности перемещения датчиков относительно объекта контроля.

Анализ эволюции диагностического оборудования, предназначенного для оперирования с крупногабаритными техническими объектами, приводит к выводу об эффективности мехатронного подхода к решению проблемы автоматизации мониторинга силового высоковольтного оборудования подстанций. С этой целью разработан мехатронный модуль дистанционной сканирующей диагностики.

Мехатронный модуль дистанционного мониторинга высоковольтного оборудования – это автономная система, объединяющая на общей интеграционной платформе модули обработки электротрошумовых сигналов с манипуляционно-исполнительными модулями. Аппаратные и программные средства комплекса должны обеспечивать возможность его встраивания в системы более высокого уровня. В качестве интеграционной платформы мехатронного модуля высоковольтного оборудования целесообразно выбрать принцип управления модулями на основе учёта текущих результатов диагностики, предложенный в работе [4]. Обобщённая структурная схема модуля представлена на рис. 1.

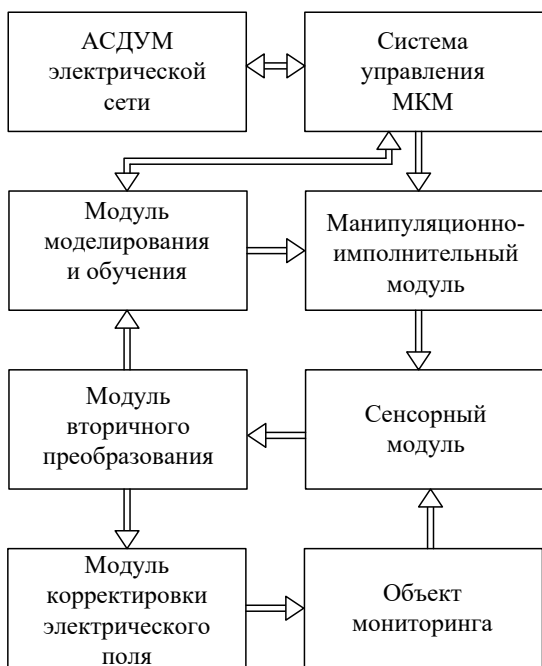


Рис. 1. Структурная схема мехатронного модуля дистанционного мониторинга

II. ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ МОДУЛЯ

В структурную схему модуля включены система управления и наиболее важные компоненты комплекса: сенсорный модуль, модуль вторичного преобразования информации, модуль моделирования и обучения и манипуляционно-исполнительный модуль и др. На верхнем уровне управления принимаются решения о способах, режимах и алгоритмах обеспечения необходимой достоверности мониторинга: выбираются математическая модель мониторинга; режим изменения напряжённости электрического поля; алгоритмы измерений и обработки их результатов; траектории перемещения датчиков; анализируются результаты мониторинга. Разработанный мехатронный модуль может работать как автономно, так и в составе автоматизированной системы диспетчерского управления и мониторинга (АСДУМ) электрической сети. Эта система является централизованной территориально распределенной многоуровневой информационно-измерительной системой реального времени, предназначенной для контроля, управления технологическими процессами и мониторинга состояния оборудования электрических сетей.

К числу интеллектуальных функций, переданных на нижний (модульный) уровень, относятся адаптация сенсорных модулей к условиям мониторинга; управление процессом обработки результатов измерений в соответствии с выбранной математической моделью, а также функции корректировки в соответствии с текущими результатами мониторинга способов, режимов и алгоритмов, задаваемых на верхнем уровне управления: корректировка компьютерной модели мониторинга и обучающих массивов данных; корректировка режима изменения напряжённости электрического поля объекта мониторинга и алгоритмов измерения электрошумовых параметров объекта мониторинга; корректировка траекторий и параметров движения комплекса.

Способ реализации (аппаратный или программный), а также структура и взаимосвязи этих функций схематично представлены на рис. 2.



Рис. 2. Структура и взаимосвязи функций элементов мехатронного модуля

III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Значительная часть повреждений силовых трансформаторов обусловлена снижением электрической прочности маслобарьерной изоляции и её пробоем в ближайшем к обмотке высокого напряжения масляном канале. Эксплуатационные свойства изоляции тесно связаны с наличием растворённых в масле газов, концентрация которых в большой степени определяется частичными разрядами. Для диагностики развивающихся дефектов разработаны принципы и критерии оценки состояния изоляции на основе анализа растворённых газов (АРГ) [5]. Однако традиционные методы АРГ трудоёмки, требуют отбора проб масла из работающих высоковольтных аппаратов и в силу этого неудобны для непрерывного мониторинга состояния изоляции. Целью исследований, отражённых в статье, является поиск устойчивых многофакторных статистических взаимосвязей между параметрами частичных разрядов и концентрациями растворённых газов в трансформаторном масле. Для это применялся мехатронный модуль дистанционной сканирующей диагностики.

Исследования модуля дистанционного мониторинга проводились в процессе плановых комплексных обследований состояния трансформаторного оборудования, для 58 трансформаторов электрических подстанций предприятий магистральных электрических сетей в период с 2009 по 2015 гг. Из их числа были выбраны результаты лишь для 18 аппаратов, в том числе для пяти автотрансформаторов АОДЦТН-417000/750/500-У1, шести автотрансформаторов АТДЦТН-250000/500/110/10 и семи трансформаторов ТДТН-31500/110. Эти трансформаторы установлены на ПС Московского, Валдайского и Волго-Окского пред-

приятый магистральных электрических сетей («Владимирская-750 кВ», «Белый Раст-750 кВ», «Ногинск-500 кВ», «Радуга-500 кВ», «Калининская-330 кВ», «Неро-220 кВ», «Вязники-220кВ» и др.). Результаты исследований 18 названных трансформаторов оказались наиболее информативными и достоверными в силу того, что близки продолжительности их эксплуатации (введены в эксплуатацию в 1987 – 1989 гг.), сроки проведения и периодичность комплексных обследований, а также нормальные и имевшие место аварийные режимы работы аппаратов.

Отбор проб и хроматографический анализ растворённых газов (ХАРГ) осуществлялся в соответствии с РД 34.46.303-98 «Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворённых в масле силовых трансформаторов», с использованием пробоотборников ShakeTest, ELCHROM-G и портативного хроматографа MYRKOS фирмы Morgan Schaffer Inc. Измерение параметров частичных разрядов производилось с помощью разработанного мехатронного модуля.

Пробы масла по всем 18 трансформаторам были сгруппированы в шесть выборок по типам трансформаторов (табл. I), маркам масла, датам проведения ХАРГ и средней нагрузки в период проведения исследований. Таким образом, в целом 144 пробы являются представительной выборкой в аспекте разнообразия типов трансформаторов, марок масла, дат проведения ХАРГ и режимов эксплуатации. Перед отбором каждой из этих проб с помощью мехатронного модуля дистанционного мониторинга производилась электрошумовая локация аппаратов, из баков которых брались пробы.

Таблица I. ВЫБОРКИ ПРОБ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

№ выборки	Типы (авто)-трансформаторов	Марки масла	Время поведения ХАРГ	Средняя нагрузка (% от $S_{ном}$)	Количество проб масла в выборке
1	АОДЦТН	ГК	июнь 2009 г., июль 2010 г., июль 2012 г., июль 2013г.	68	28
2	АОДЦТН	ГК	май 2014 г., декабрь 2014 г., май 2015 г., ноябрь 2015 г.	45	18
3	АТДЦТН	ГК, Т-150	июнь 2009 г., июль 2010 г., июль 2012 г., июль 2013 г.	71	24
4	АТДЦТН	ГК, Т-150	май 2014 г., декабрь 2014г., май 2015 г., декабрь 2015 г.	48	26
5	ТДТН	Т-150	июнь 2009 г., июль 2010 г., май 2012 г., июль 2013 г.	67	19
6	ТДТН	Т-150	май 2014 г., декабрь 2014г., май 2015 г., ноябрь 2015 г.	40	29

В статье остановилось на результатах лишь одного эксперимента, который был направлен на исследование возможности нахождения универсальных математических моделей, позволяющих осуществить многопараметровый мониторинг, инвариантный к нагрузке трансформаторного оборудования и его длительным отключениям. В конечном счёте выявление такой возможности означает существенное увеличение технологической гибкости электрошумового мониторинга. Нахождение общей модели проводилось на обучающем массиве данных, включающем в свой состав выборки 2, 3, 5 и 6, а достоверность полученных решений подтверждалась по F -критерию Фишера при доверительной вероятности 0,95.

Измерялись следующие параметры ЧР:

- среднее за период сетевого напряжения значение частоты ЧР $F_{ср}$;
- частотный диапазон $\Delta f = f_b - f_n$, где f_b и f_n – граничные частоты, выше и ниже которых наблюдается спад кривой спектральной плотности до уровня в $\sqrt{2}$ раз меньше максимального значения;
- максимальное значение спектральной плотности g_{max} за интервал наблюдения T в диапазоне $f_n \dots f_b$;

- суммарный кажущийся заряд Q_{Σ} за интервал наблюдения T ;
- среднее значение амплитуды импульсов тока \bar{I}_{\max} , вызванных ЧР, на интервале значений приложенного напряжения от $0,9U_{\max}$ до $1,1U_{\max}$;
- среднее значение длительности импульсов тока τ_{CP} , вызванных ЧР, на интервале значений приложенного напряжения от $0,9U_{\max}$ до $1,1U_{\max}$.

В табл. II представлены значения коэффициентов множественной корреляции, содержащих в первом случае все шесть ранее названных параметров частичных разрядов, во втором – лишь параметры 1, 2 и 3, связанные со спектральными характеристиками частичных разрядов, в третьем – только интегральные параметры частичных разрядов, т.е. параметры 4, 5 и 6.

Таблица II. Коэффициенты множественной корреляции

Растворённые газы	Параметры ЧР		
	$F_{\text{CP}}, \Delta f_{\text{H}}, g_{\text{max}}, Q_{\Sigma}, \bar{I}_{\text{max}}, \tau_{\text{CP}}$	$F_{\text{CP}}, \Delta f_{\text{H}}, g_{\text{max}}$	$Q_{\Sigma}, \bar{I}_{\text{max}}, \tau_{\text{CP}}$
CH ₄	0,982	0,980	0,969
C ₂ H ₆	0,971	0,944	0,971
C ₂ H ₄	0,917	0,869	0,839
H ₂	0,964	0,944	0,942

IV. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ

Для оценки достоверности многопараметрового электрошумового мониторинга применён следующий подход. Коэффициент множественной корреляции R характеризует тесноту группирования экспериментальных данных вокруг функциональной зависимости, связывающей измеряемые и контролируемые параметры. Вместе с тем коэффициент множественной корреляции определяет приведенную погрешность восстановления исходных данных γ' . Указанные величины связаны между собой следующим приблизительным соотношением: $\gamma' \approx 0,5\sqrt{1-R^2} \cdot 100\%$ [6]. Это позволяет использовать коэффициент множественной корреляции для приблизительной усредненной оценки точности модели. Необходимо отметить, что уже при $R < 0,9$ найденную модель нецелесообразно использовать для решения метрических задач мониторинга, поскольку погрешность γ' будет велика (более 20 %). В табл. III приводятся минимальные, максимальные и средние значения погрешности γ расчета исходных концентраций растворённых газов в обучающей выборке

по математическим моделям, включающим в свой состав полный набор электрошумовых параметров.

Таблица III. Погрешности многопараметрового электрошумового мониторинга

Растворённые газы	Погрешность, %			
	γ'	γ_{\min}	γ_{\max}	γ_{CP}
CH ₄	9,8	3,8	11,6	9,4
C ₂ H ₆	14,2	7,9	16,6	13,9
C ₂ H ₄	18,9	15,4	40,9	19,7
H ₂	13,5	5,6	17,9	11,9

Сравнение оценки погрешности γ' с фактическими значениями погрешности восстановления концентраций растворённых газов показало, что она довольно точно отражает истинное положение.

Таким образом, с помощью экспериментальных исследований выявлена возможность многопараметрового электрошумового мониторинга концентрации растворённых газов в масляной изоляции силового трансформаторного оборудования. Применение мехатронного модуля дистанционного мониторинга позволяет автоматизировать мониторинг высоковольтного оборудования электрической подстанции в условиях разнообразия типов установленных силовых трансформаторов, их мощностей, уровней напряжения, режимов работы и сортов масла главной изоляции.

Список литературы

- [1] Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе: утверждено Советом директоров ОАО «Россети» 23.10.2013 г. URL: http://www.mrsk-1.ru/common/upload/docs/Polozhenie_o_tekhnicheskoy_politike_OAO_Rosseti (дата обращения 06.12.2014).
- [2] Сви П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.
- [3] Михеев Г.М. Цифровая диагностика высоковольтного оборудования. – М.: Издательский дом «Додэка-XXI», 2008. – 304 с.
- [4] Шахнин В.А. Мехатронные комплексы магнитной локации технических объектов с элементами из нанокристаллических магнитомягких сплавов: дис. ... д-ра техн. наук. – Владимир, 2009. – 367 с.
- [5] РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования. – М.: Департамент научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России», АО ВНИИЭ, 1995. – 26 с.
- [6] Львовский Е.Н. Статистические методы построения эмпирических формул. – М.: Высшая школа, 1998. – 239 с.

Исследование эффективности практического применения инновационных проводов для воздушных линий электропередач 110 кВ

Е.С. Швец, Т.А. Донец, В.Н. Курьянов

Филиал ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет “Московский энергетический институт”»
Волжский, Российская Федерация

В условиях постоянного роста потребления электрической энергии требует решения задача оптимизации передачи энергии на большие расстояния. Одним из направлений поиска решения данной проблемы является создание инновационных проводов, способных обеспечить увеличение количества передаваемой электрической мощности, используя существующие высоковольтные линии напряжением 110 кВ. При этом особое внимание уделяется вопросам повышения надежности линий, снижения потерь мощности в сетях, увеличения стойкости линий электропередач к воздействию механических нагрузок. Произведен анализ существующих на рынке инновационных проводов нестандартных сечений и конструкций. Расчетным путем определен экономический эффект от применения современной проводниковой продукции в эксплуатируемых электрических сетях. Результаты исследования могут быть использованы при проектировании новых воздушных линий электропередач, а также при реконструкции существующих электрических сетей.

Ключевые слова: инновационные провода, надежность линий электропередач, высоковольтные линии электропередач, потери электроэнергии в сетях, теория электрических цепей.

The research of the efficiency of a practical application of innovative wire for overhead power lines 110 kV

E.S. Shvets, T.A. Donets, V.N. Kuryanov

Volzhsy Branch of the National Research University Moscow Power Engineering Institute
Volzhsy, Russian Federation

The task of power transmission optimization over long distance requires of answer in conditions of constant growth of electricity consumption. One of the directions of finding a solution to this problem is the creation of innovative conductors capable of increasing the number of transmitted electric power using the existing high-voltage lines with voltage of 110 kV. Wherein the particular attention paid to improving the reliability of the lines, reduction of power losses in networks, a raise stability of the power lines by the effects of mechanical stress. There is analyzed of existing non-standard wire cross-sections and designs on the market of innovation. By calculation determined the economic effect of the application of modern and wire products in existing electric networks. The results of the study can be used when designing new overhead transmission lines as well as the reconstruction of acting electric networks.

Keywords: innovative wire, reliability of power lines, high-voltage power lines, losses of power in networks, circuit theory.

1. ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в электросетевом комплексе России существует проблема ограниченной пропускной способности линий электропередач (ЛЭП). По данным компании ПАО «Россети» около 80 % проводов электрических сетей находятся в эксплуатации более 25 лет, при этом 17 % из них – более 50 лет (рис. 1). В такой ситуации замена проводов с увеличением поперечных сечений не всегда возможна, поскольку сталеалюминиевый провод большего сечения обладает и большей массой, что создает повышенные нагрузки, на которые старые опоры просто не рассчитаны. Следовательно, при таком подходе необ-

ходима полная замена устаревших ЛЭП, что требует огромных капитальных затрат. В данных условиях актуальным является вопрос повышения передаваемой мощности воздушных линий за счет внедрения специальных проводов, отвечающих следующим требованиям: максимально высокая электропроводность, максимально высокая механическая прочность, устойчивость к высоким температурам, малый вес, устойчивость к старению и агрессивным воздействиям со стороны окружающей среды.

Добиться соблюдения всех этих требований довольно сложно, поскольку, например, наилучшая прочность обеспечивается сталью, а наилучшая электропроводность и малая масса – алюминием.

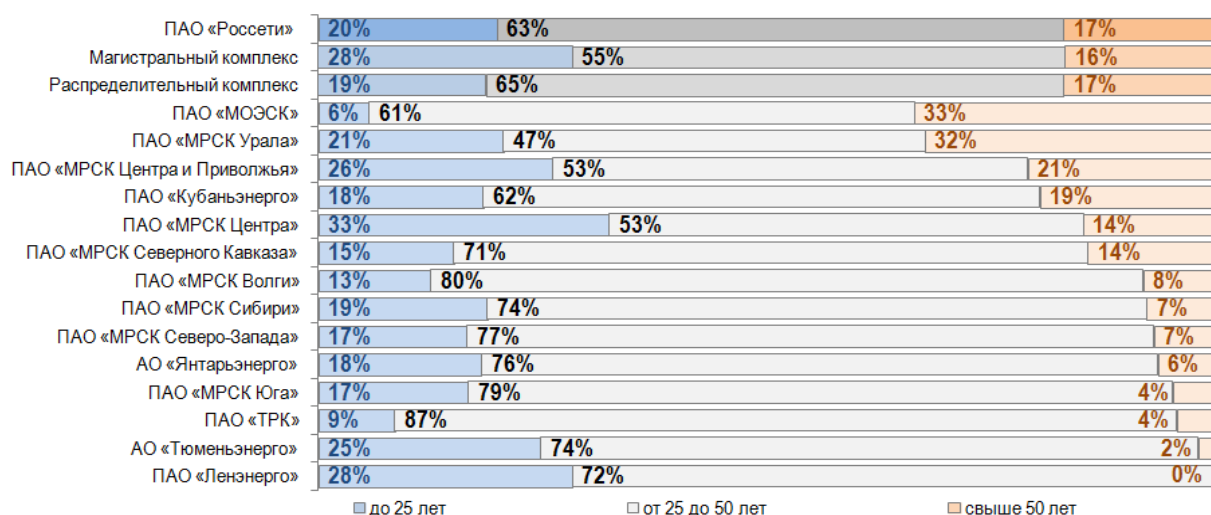


Рис. 1. Возрастная структура электрических сетей России

II. ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОВОДА ДЛЯ ЛЭП

Практика работы ведущих электросетевых компаний свидетельствует о том, что перспективным направлением в решении проблемы повышения пропускной способности ЛЭП является разработка новых конструктивных материалов для проводов и сердечников линий электропередач, способных длительно эксплуатироваться при температурах 100 – 300 °С.

Известен в настоящее время высокотемпературный алюминиевый неизолированный провод, конструктивно состоящий из несущего сердечника и скрученных токопроводящих жил (рис. 2), изготовленных из теплостойкого алюминий-циркониевого сплава или отожженного сплава 1350, аналогичного по составу отечественным сплавам А5Е, А7Е [1].

Преимуществом такого технического решения является увеличение срока службы провода за счет центровки сердечника, а также наличия смазки во внутреннем пространстве.

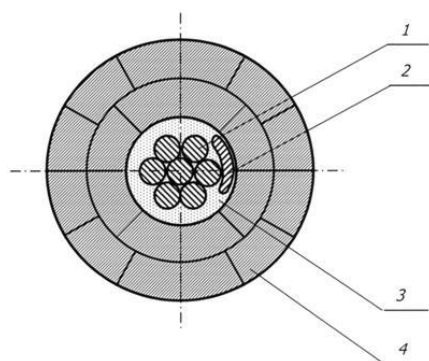


Рис. 2. Провод неизолированный со скользящим сердечником для воздушных линий электропередачи: 1 – стальной сердечник; 2 – центрирующие элементы; 3 – высокотемпературная смазка; 4 – повивы трансформированных алюминиевых проволок

Это исключает возникновение сухого трения между сердечником и внутренней поверхностью повива из токопроводящих проволок. Выполнение проволок трансформированными, плотно заполняющими все пространство

вокруг сердечника, позволило добиться уменьшения электрического сопротивления проводника.

Помимо применения новых материалов при изготовлении проводниковой продукции, наблюдается тенденция изменения конфигурации проволок в составе провода. Так, например, Z-образные проволоки (рис. 3), используемые в проводе марки АЕРО-Z, позволяют решать целый ряд проблем, среди которых: обледенение и налипание снега на проводах; снижение уровня усталости металла в проводе и, как следствие, увеличение жизненного цикла за счет самогашения колебаний; полное предотвращение внутренней коррозии провода; снижение тепловых потерь при транспортировке электроэнергии; пляска проводов и др.

Данная конструкция является наиболее перспективной для использования в районах с повышенной гололедной опасностью.

Тем не менее, у провода АЕРО-Z имеется ряд недостатков: сложность ремонта, относительно небольшая максимальная температура эксплуатации – 90 °С.

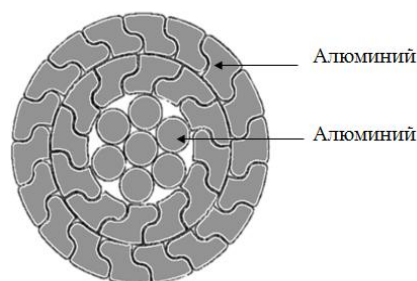


Рис. 3. Провод алюминиевый марки АЕРО-Z

Принципиально новый тип проводников, способных работать при высоких температурах нагрева, был создан в ОАО «Северсталь-метиз». Сталеалюминиевые неизолированные провода марки АСВП (высокопрочный) и АСВТ (высокотемпературный) предназначены для передачи электрической энергии воздушными ЛЭП напряжением 35 – 750 кВ (рис. 4).

Пластическое деформирование алюминиевых проволок способствует, за счет увеличения коэффициента заполне-

ния рабочего сечения, увеличению полезного токопроводящего сечения провода, а полученная внешняя поверхность, более гладкая и ровная, чем у проводов, выполненных из круглых проволок, позволяет уменьшить нагрузку от климатических воздействий, значительно снизить аэродинамическое сопротивление и пляску проводов [2].

Провод обладает высокой стойкостью к воздействиям импульса грозового разряда молнии, величина которого определяется районом подвески. Помимо этого, проводник стоек к термическому воздействию тока короткого замыкания, возникающему в процессе эксплуатации при однофазных и двухфазных замыканиях на землю.

Экспериментально подтвержденная рабочая температура провода марки АСВТ – 150 °С, предельно допустимая – 210 °С.

Для получения необходимой температурной устойчивости применены циркониевые сплавы и новая технология уплотнения, а также инновационная конструкция сердечника и провода в целом.

Перспективными направлениями использования проводников высокотемпературных проводов марки АСВТ являются:

- районы с большой гололедной опасностью, где с учётом перспективной нагрузки в зимний период в часы суточного максимума возможен нагрев провода свыше 90 °С, так как отпадает необходимость в части специализированных мероприятиях по плавке гололёда;
- ЛЭП с вероятностью работы на уровне допустимого тока, как предотвращение аварийных отключений в пиковых режимах;
- южные регионы с максимальной температурой воздуха выше 45 °С, где за счет нагрева солнечной радиацией максимальная температура провода может превысить допустимые значения для АС +70 °С [3].

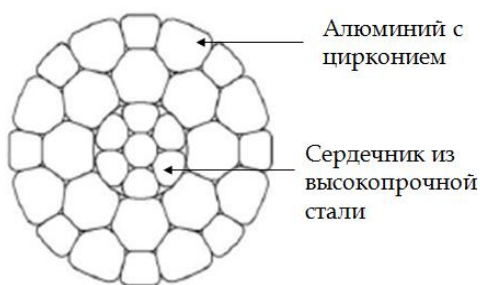


Рис. 4. Провод высокотемпературный марки АСВТ

III. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ПРОВОДНИКОВ

Для анализа эффективности применения современных проводников был произведен расчет потерь электрической энергии на ЛЭП-110 кВ, расположенной в Волгоградской области. Линия выполнена проводом марки АС-120/27 протяженностью 23,05 км. Параметры ЛЭП приведены в табл. I. Аналогичный расчет производился для этой же линии с перспективной заменой провода АС на сталеалюминиевый высокопрочный провод марки АСВП. Технические характеристики проводов представлены в табл. II.

Таблица I. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ЛЭП

Наименование параметра	Обозначение	Величина
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	110
Протяженность ЛЭП, км	L	23,050
Среднемесячный расход активной энергии, МВт·ч	W_p	1367,652
Число часов в расчетном периоде, ч	T	730
Удельные годовые потери электроэнергии от токов по изоляторам для Волгоградской области, кВт/км	$W_{упи}$	1,46
Удельные годовые потери на корону, кВт·ч/км в год	$W_{кор}$	800
Расход электроэнергии на плавку гололёда на одном проводе, кВт·ч/км в год	$W_{г}$	46
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	0,93
	$\tg\phi$	0,4
Средняя температура провода, °С	Θ	20

Таблица II. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СРАВНИВАЕМЫХ ПРОВОДОВ

Технические характеристики проводов	Марка провода	
	АС-120/27	АСВП-120/27
Диаметр провода, мм	15,4	15,4
Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом/км	0,253	0,217
Масса 1 км провода, кг	528	672
Разрывное усилие, Н	49465	80141

Нагрузочные потери определяются по следующей формуле:

$$W_{нагр} = K_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot K_{\phi}^2, \quad (1)$$

где K_k – коэффициент, учитывающий различие конфигурации графиков активной и реактивной нагрузки [4]; K_{ϕ}^2 – квадрат коэффициента формы графика [4].

Потери мощности в ЛЭП при средних нагрузках:

$$\Delta P_{cp} = 3(I_{cp})^2 R_{ВЛ}. \quad (2)$$

Активное сопротивление воздушной линии (ВЛ):

$$R_{ВЛ} = R_0 \cdot L(1 + 0,004 \cdot (\Theta - 20)). \quad (3)$$

Среднее значение токовой нагрузки:

$$I_{cp} = \frac{W_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot T \cdot \cos\phi}. \quad (4)$$

Условно-постоянные потери электроэнергии в ВЛ:

$$W_{у.п.ВЛ} = W_{рв} + W_{о.пн} + W_{у.п.вч} + W_{кор} + W_{упи}, \quad (5)$$

где $W_{рв}$ – удельные потери э/э в разрядниках; $W_{о.пн}$ – удельные потери э/э в ограничителях перенапряжений;

$W_{у.п.вч}$ – удельные потери э/э в устройствах присоединения высокочастотной связи.

Потери электроэнергии в ВЛ составляют сумму условно-постоянных и нагрузочных потерь в ВЛ:

$$W_{ВЛ} = W_{у.п.ВЛ} + W_{нагВЛ} \quad (6)$$

Результаты расчета потерь электроэнергии для ВЛ с применением проводов марок АС и АСВТ приведены в табл. III.

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Рассчитываемый параметр	Величина параметра для проводов	
	АС-120/27	АСВП-120/27
Среднее значение токовой нагрузки, кА	10,77	10,77
Активное сопротивление ВЛ, Ом	5,99	5,19
Потери мощности в ВЛ при средних нагрузках, кВт	2,09	1,81
Нагрузочные потери э/э в ВЛ, кВт·ч/мес	2010,07	1739,48
Условно-постоянные потери э/э в ВЛ, кВт·ч/мес	4341,08	4341,08
Потери э/э в ВЛ, кВт·ч/мес	6351	6081

Результаты расчетов позволяют судить об экономической эффективности применения сверхпрочных проводов марки АСВП. За счет снижения сопротивления воздушной линии электропередачи наблюдается сокращение нагрузочных потерь, а следовательно, и полных потерь электроэнергии. Это, в свою очередь, ведет к увеличению пропускной способности сети и энергоэффективности электроэнергетической системы в целом.

IV. ВЫВОДЫ

Перспективным направлением в решении проблем повышения пропускной способности линий электропередач является разработка новых конструкционных материалов для проводов и сердечников линий электропередач.

Такой разработкой в настоящее время стали провода типа АСВП и АСВТ.

Проведенные расчеты с помощью математических моделей подтверждают эффективность применения современных проводов инновационных конструкций.

Их основные преимущества: большая пропускная способность, большее разрывное усилие и меньшие технические потери электрической энергии.

Список литературы

- [1] Патент на полезную модель № 127241 РФ. Провод неизолированный со скользящим сердечником для воздушных линий электропередачи / Открытое акционерное общество «Кирскабель» (RU). – Оpubл. 20.04.2013.
- [2] Патент на полезную модель №132241 РФ. Сталеалюминиевый провод для воздушной линии электропередачи / В.А. Фокин. – Оpubл. 10.09.2013.
- [3] Правила устройства электроустановок. Изд-е 6. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://base.garant.ru/3923095/>.
- [4] Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» (с изменениями и дополнениями). – [Электронный ресурс]. – URL: <http://base.garant.ru/195516/>.
- [5] Провода сталеалюминиевые марки АСВП (высокопрочные), АСВТ (высокотемпературные) для воздушных линий электропередачи: СТО 71915393-ТУ 120-2012.
- [6] Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи: (Межгосударственный стандарт): ГОСТ 839-80. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://base.garant.ru/6177615/>.

Локация дефектов в линейной изоляции воздушных линий по двум измерениям с помощью летательных аппаратов

А.Ю. Шутович, В.Е. Качесов

ФГОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Новосибирск, Россия
aleksandr25.nsk@gmail.com

С развитием технологий глобального позиционирования и измерения времени с большой точностью стало возможным создание нового подхода для локации поврежденных изоляторов при воздушном инспектировании состояния воздушных линий электропередачи (ВЛЭП). В настоящее время не существует таких способов локации дефектов в линейной изоляции ВЛЭП (в гирлянде изоляторов), которые бы использовали современные разработки в области беспилотных летательных аппаратов, точных систем измерения времени и GPS- или ГЛОНАСС-навигации. Предлагаемый метод локации дефектов прошел два этапа проверки работоспособности. На первом этапе производилось математическое моделирование процессов, происходящих в момент перекрытия дефектного изолятора. Второй этап включал в себя проведение натурного эксперимента на гирлянде изоляторов, в которой содержался дефектный изолятор. Результаты численных и натуральных экспериментов позволили разработать метод локации дефектов в линейной изоляции, а также определить требования к чувствительности измерительной системы, регистрирующей частичные пробои в ослабленной линейной изоляции. Данная методика позволит своевременно обнаруживать участки с ослабленной линейной изоляцией, предотвращать дальнейшее развитие этих дефектов и перекрытия изоляции при перенапряжениях.

Ключевые слова: локация дефектов, воздушные линии электропередачи, синхронизированные измерения, линейная изоляция, GPS, ГЛОНАСС.

Location of defects in overhead transmission lines insulation by two-point measurement made by aircraft

A.Yu. Shutovich, V.E. Kachesov

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia
aleksandr25.nsk@gmail.com

With advances in global positioning and time measuring systems of high accuracy it became possible to create a new approach to location of damaged insulators in overhead transmission lines (OHLs) when inspected by aircrafts. Existing techniques for fault location in OHL insulation (line insulator string) don't use the latest developments in the field of pilotless aerial vehicles, precision time measurement systems and GPS- or GLONASS- navigation. The proposed method of locating defects passed two stages of validation. The first stage includes mathematical modeling of transient processes caused by partial insulation. The second phase involves performing a field experiment on the insulator strings which contained a defective insulator. The results of numerical and field experiments allowed us to develop a method of location of defects in the line insulation as well as to determine the requirements for the sensitivity of the measuring system recording partial breakdowns in the weakened line insulation. The research results can be used to create new means of locating defects in the line insulation of overhead lines. The method will allow to detect fault insulation and to prevent the further increase of the defects and insulation breakdowns at over-voltages.

Keywords: location, defect, overhead line, measuring, insulation, GPS, GLONASS, aerial inspection.

1. ВВЕДЕНИЕ

На территории России большое распространение получили стеклянные подвесные изоляторы, которые выполнены из закаленного стекла. Наличие микровключений в стеклянной массе изолятора приводит к тому, что накапливаются дефекты и снижается предел механической прочности и, как следствие, изолятор разрушается. Электрическая прочность такого изолятора становится низкой и при приложении к нему того же напряжения возникают частичные перекрытия со стержня изолятора на его шапку.

К тому же стоит заметить, что наличие разрядов в дефектном изоляторе приводит к преждевременной коррозии стержня, разрушению остатков стеклотетели и выкрашиванию цементной заделки. Это, в свою очередь, может привести к расцеплению гирлянды изоляторов и инициировать серьезные повреждения на воздушной линии (ВЛ).

Анализ отказов ВЛ, проведенный в ряде работ (например, [1, 2]), показывает, что на долю линейной изоляции приходится до одной трети всех отказов ВЛ. Поэтому создание системы локации дефектов в линейной изоляции воздушных линий высокого и сверхвысокого напряжения

(ВЛ ВН и СВН) является важной задачей, так как своевременное обнаружение повреждений в линейной изоляции снижает риск возникновения аварий и количество перерывов электроснабжения.

II. ПРОБОЙ ДЕФЕКТНОГО ИЗОЛЯТОРА И ЛОКАЦИЯ ДЕФЕКТА

A. Схема замещения

Дефектный или «нулевой» изолятор имеет меньший уровень электрической прочности. Поэтому, когда он находится в составе гирлянды изоляторов ВЛ, к нему прикладывается напряжение, которого часто оказывается достаточно для его перекрытия. Напряжение на дефектном изоляторе определяется:

$$U_{д.и} = \frac{U_{ф.м}}{N_{из}} K_n, \quad (1)$$

где $U_{ф.м}$ – максимальное значение фазного напряжения; $N_{из}$ – количество изоляторов в гирлянде; K_n – коэффициент неравномерности распределения напряжения по гирлянде.

В момент перекрытия дефектного изолятора возникает мощное электромагнитное излучение, вызванное протеканием ВЧ-тока по разрядному контуру. Разрядный контур (рис. 1) образован волновым сопротивлением линии, эквивалентной емкостью гирлянды изоляторов и индуктивностью опоры. Частота свободных колебаний разрядного тока составляет порядка десятка мегагерц, она увеличивается с ростом класса напряжения линии. В первом приближении можно считать, что частота полезного сигнала будет определяться только собственной емкостью гирлянды изоляторов и индуктивностью опоры ВЛ. Пренебрегая емкостью изолятора на провод и емкостью на землю, которые гораздо меньше собственной емкости изолятора (~50 пФ), и определив индуктивность опоры ВЛ [3], не представляет труда оценить частоты, возникающие в момент перекрытия «нулевого» изолятора. Результаты расчетов частот в зависимости от класса напряжения ВЛ сведены в таблицу.

Класс напряжения, кВ	110	220	330	500	750	1150
Частота, МГц	13	13,2	15	19	20	23,8

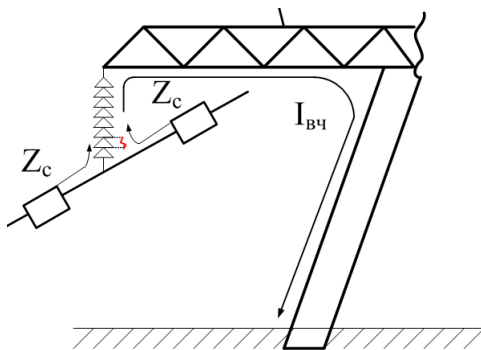


Рис. 1. Контур протекания тока

Амплитуда сигнала определяется в основном напряжением перекрытия дефектного изолятора и характеристическим сопротивлением контура, по которому протекает ток:

$$I_p = U_{д.и} / Z_c. \quad (2)$$

Электромагнитный сигнал, формируемый разрядом, можно зафиксировать при помощи простейшего датчика, который представляет собой, например, квадратную рамку. Высокочастотный разрядный ток, протекая по линии, будет наводить ЭДС в датчике-контуре. Напряжение на выходе датчика записывается посредством АЦП в составе осциллографа или платы сбора данных. Единичный импульс напряжения, сформированный разрядом на дефектном изоляторе, не несет информации о месте дефекта. Но, распространяясь в обе стороны от места дефекта, импульсы напряжения, зафиксированные двумя осциллографами, позволяют с достаточной точностью установить место дефекта на основе определения времен распространения импульсов, регистрируемых посредством синхронизированных измерений (записей).

B. Определение места дефекта в линейной изоляции

Для локации дефектных изоляторов предлагается использовать следующий метод. Нахождение так называемых нулевых изоляторов во время аэроинспекции линии электропередачи осуществляется с помощью двух беспилотных летательных аппаратов (БПЛА), которые находятся на определенном расстоянии друг от друга. Летательные аппараты совершают облет линии и фиксируют электромагнитное излучение, создаваемое дефектами. На борту аппаратов находятся датчики-самописцы, которые производят регистрацию этих сигналов. Стоит отметить, что датчики должны запускаться с минимальным разбросом по времени для обеспечения наименьшей погрешности. Для этих целей предлагается использовать фиксацию координат самих БПЛА и временную синхронизацию самописцев при помощи спутниковой системы GPS или ГЛОНАСС.

После проведения аэроинспекции ВЛ и регистрации сигналов производится анализ полученных осциллограмм. На осциллограммах находят пары импульсов, сумма времен появления которых ($\Delta t_1, \Delta t_2$) на осциллограммах с момента одновременного старта разверток составляет величину τ , т.е. время пробега ЭМ-волны между двумя датчиками. Координата дефекта находится по следующему выражению:

$$x_d = x_{дат} - \Delta t \cdot v, \quad (3)$$

где $x_{дат}$ – координата x одного из датчиков; v – скорость распространения ЭМ-волны (для воздуха $v \approx 0,3$ км/с). Пример такой осциллограммы показан на рис. 2. На нем видно, что есть два подобных сигнала, но с разными амплитудами – это связано с тем, что, распространяясь по линии, сигналы довольно быстро затухают в силу своего высокочастотного характера. По временам появления импульсов на осциллограмме выбирается параметр Δt .

Рассмотрим совмещенную осциллограмму (рис. 2) с наложенными импульсами от обоих датчиков-антенн. Расстояние между ЛА равно 2,5 км, чему соответствует время распространения ЭМ-волны $\tau = 8,33$ мкс. Сумма времен появления импульсов на совмещенной осциллограмме приблизительно равна времени распространения ЭМ-импульса: $\Delta t_1 + \Delta t_2 = 8,4 \approx \tau$. Поэтому дефект находится между датчиками. Если по ходу движения летательных аппаратов первому соответствует время задержки Δt_1 ,

то $\Delta t = \Delta t_1$ и в соответствии с (3) расстояние до дефекта равно текущей координате первого датчика за вычетом расстояния от координаты датчика до дефекта: $x_d = x_{дат} - 1,7 \cdot 0,3$ км.

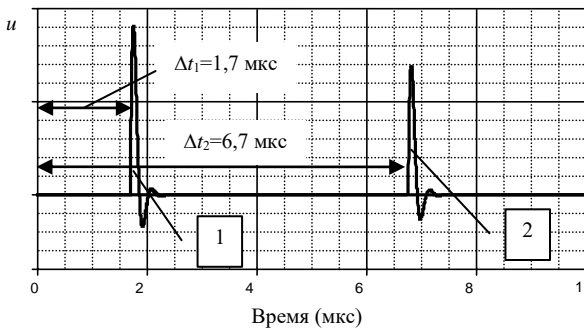


Рис. 2. Совмещенные импульсы электромагнитных датчиков

III. ПОГРЕШНОСТЬ МЕТОДА

Точность предложенного метода локации дефектов в линейной изоляции определяется двумя факторами: точностью временной синхронизации и искажением и затуханием полезного сигнала.

A. Точность временной синхронизации датчиков по времени

Современные системы синхронизации времени позволяют добиться точности в десятки наносекунд [4].

Имея такие параметры системы, можно добиться точности локации вплоть до опоры, так как длина пролета ВЛ гораздо больше, чем то расстояние, которое пройдет волна за время, равное погрешности синхронизации. Принимая v , как указано выше, а временную погрешность, с которой работают системы синхронизации времени $\sigma \leq 100$ нс, получаем погрешность локации ~ 30 м.

B. Затухание полезного сигнала

Затухание и некоторая деформация сигнала влияют на точность локации. Хотя сигнал разряда большей частью является одночастотным, тем не менее, его фронт может содержать более высокие частоты, которые фильтруются линией. Поэтому крутизна импульса напряжения у ближнего (по отношению к дефекту) датчика всегда выше, чем у удаленного. Это приводит к незначительному увеличению измеренного по осциллограммам интервала Δt . Кроме того, затухание сигнала накладывает ограничение на расстояние между летательными аппаратами (датчиками).

Грубая оценка затухания может быть выполнена с помощью передаточной функции (H) для участка ВЛ, на котором происходит распространение электромагнитного импульса.

Ее расчет производится на основе первичных (погонных) параметров линии ($RLGC$) и коэффициента распространения γ [4]:

$$\gamma(\omega) = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)}; \quad (4)$$

$$H(j\omega) = |\exp^{-\gamma l}|. \quad (5)$$

Затухание сигнала увеличивается с ростом расстояния: так, увеличение расстояния с 1,5 до 3 км приводит к уменьшению уровня сигнала в два раза (в диапазоне типичных частот $\sim 20 \dots 25$ МГц). В «фазном» (нулевой последовательности) канале затухание на указанной частоте приблизительно в 6 раз больше (~ 19 дБ/км). Расчет уровня сигнала после пробега произвольного расстояния, учитывающий реальное расположение проводов (и тросов) в пространстве, выполняется (без учета излучения в окружающее пространство) посредством применения матричных многополюсников.

IV. ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Для подтверждения возможности осуществления предложенного метода локации дефектов линейной изоляции были проведены натурные эксперименты, которые воссоздают процессы, происходящие в линии в момент разряда на дефектном изоляторе.

Суть эксперимента (рис. 3) заключалась в том, что в гирлянду из «здоровых» изоляторов включался один дефектный изолятор, который для уменьшения напряжения перекрытия шунтировался небольшим искровым промежутком. Размер промежутка подобран таким образом, чтобы напряжение перекрытия составляло не более 6 кВ. Для получения требуемых частот собственных колебаний в цепь гирлянды вводился подстраиваемый плоский воздушный конденсатор. Скачок напряжения, возникающий в момент перекрытия дефектного изолятора, возбуждал колебания в согласованной воздушной короткой линии и фиксировался на простую антенну, которая представляла собой квадратную рамку со стороной 20 см, подключенную к записывающему осциллографу.

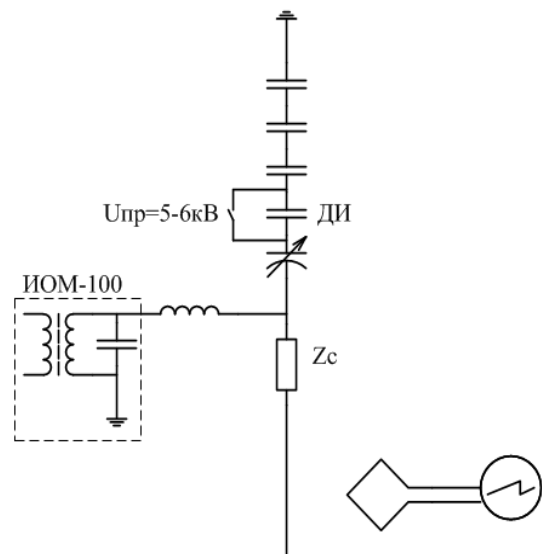


Рис. 3. Схема проведения эксперимента

По результатам эксперимента удалось получить опытную осциллограмму сигнала (рис. 4), амплитуда и частота которого совпали с результатами теоретических расчетов. Разложение данного сигнала в ряд Фурье (рис. 5) показывает наличие основной частоты, составляющей около 30 МГц, численное значение которой обусловлено параметрами разрядного контура.

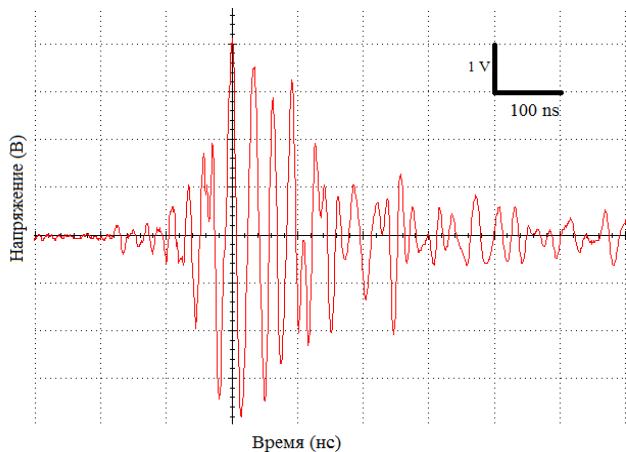


Рис. 4. Осциллограмма зафиксированного сигнала

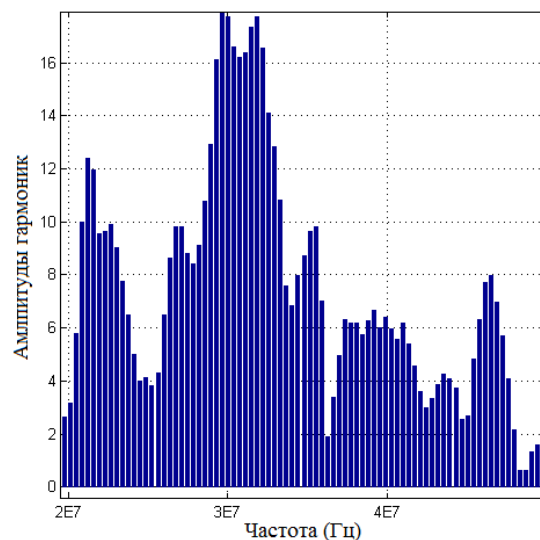


Рис. 5. Разложение сигнала в ряд Фурье

V. ВЫВОДЫ

В ходе проведенных исследований была предложена методика локации дефектных изоляторов ВЛ ВН, а также проведены эксперименты, которые подтвердили возможность создания таких средств локации. Также были выдвинуты требования к измерительной системе и устройствам временной синхронизации для минимизации погрешности определения расстояния.

Список литературы

- [1] Васильев А.П. Методы и средства обеспечения надежности и безопасностью электрических сетей и установок электроэнергетических систем. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2014. – 454 с.
- [2] Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2013.
- [3] Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений. – РД 153-34.3-35.125-99. – РАО «ЕЭС России». – СПб: Изд-во ПЭИПК, 1999. – 353 с.
- [4] Филимонов С.Н. О некоторых проблемах синхронизации точного времени сигналами ГЛОНАСС // T-Comm. – 2013. – № 7. – С. 130–132.
- [5] Dommel H., et al. Electromagnetic Transients Program Reference Manual (EMTP Theory Book), 1986.

Локация мест повреждения линейной изоляции воздушных линий электропередачи на основе распознавания образов переходного процесса

А.Ю. Шутович, В.Е. Качесов
ФГОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
Новосибирск, Россия
aleksandr25.nsk@gmail.com

Основные характеристики систем локации повреждений – надежность и точность. При использовании волновых методов увеличению последнего параметра препятствует деформация электромагнитного импульса напряжения, распространяющегося от места повреждения. Поэтому для точной локации необходимы разработка качественных частотно-зависимых математических моделей всех элементов электрических сетей, основной из которых – линия электропередачи, и современные методы обработки измерительной информации. Точное распознавание места повреждения линейной изоляции предложено выполнять посредством выделения основного информативного образа переходного процесса и сопоставлять его с некоторой базой данных (знаний), полученной для конкретного фрагмента сети. Формирование информативного образа выполняется дифференцированием переходного напряжения с последующим формированием некоторого «штрих-кода», являющегося уникальным для каждой точки повреждения линейной изоляции на конкретной ЛЭП. Для надежного выделения образов переходного процесса и их распознавания применяются Wavelet-анализ и искусственные нейронные сети. Разработанный способ позволит обогатить существующий набор методов локации повреждений, а также уменьшить погрешность локации.

Ключевые слова: определение мест повреждения, линейная изоляция, воздушные линии электропередачи, образ переходного процесса.

Fault location on overhead transmission lines insulation based on pattern recognition of transients

A. Yu. Shutovich, V.E. Kachesov
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia
aleksandr25.nsk@gmail.com

Reliability and accuracy are the main characteristics of fault location systems. When wave methods are used accuracy is less because of voltage electromagnetic pulse deformation caused by fault. Therefore, it is necessary to develop quality frequency dependent mathematical models for all elements of power network for accurate fault location. Transmission line is the main network element. Modern methods of measurement information processing are needed. Accurate fault location in overhead transmission line insulation can be performed by defining the main informative pattern of the transient process and comparing it with a database, which was created for a particular network element. Creation of informative pattern is performed by measuring transient voltage and creating a “barcode”, which is unique for each point of damaged line insulation in a particular transmission line. For reliable patterns selection and recognition Wavelet-analysis and artificial neural networks are applied. The method developed will extend the range of ways to locate faults and to minimize errors.

Keywords: fault location, insulation, overhead transmission lines, pattern of transients.

I. ВВЕДЕНИЕ

Быстрая и надежная локация мест повреждения в протяженных линиях электропередачи высокого и сверхвысокого напряжений во многом определяет время восстановления транзита мощности и экономический ущерб от недоотпуска электрической энергии. Основные характеристики систем локации повреждений – надежность и точность. При использовании волновых методов локации увеличению последнего параметра препятствует деформация импульса напряжения, распространяющегося от места повреждения. Поэтому для точной локации необходимы разработка качественных частотно-зависимых

математических моделей всех элементов электрических сетей, основной из которых – линия электропередачи, и современные методы обработки измерительной информации.

II. МОДЕЛЬ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С ЧАСТОТНО-ЗАВИСИМЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

Любые переходные процессы в системах электропередачи сопровождаются широким частотным спектром собственных колебаний. Линия электропередачи, являясь основным транспортным звеном ЛЭП, обладает заметной частотной зависимостью первичных и соответственно волновых параметров. Основные частотные зависимости

продольных параметров воздушной линии обусловлены поверхностным эффектом в земле, поэтому в канале нулевой последовательности сопротивление и индуктивность являются заметными функциями частоты: $R_0 = f_1(\omega)$, $L_0 = f_2(\omega)$. В канале прямой последовательности (междуфазные каналы) зависимости продольных параметров (R_1 , L_1) от частоты проявляются заметно слабее. В задачах локации повреждений изоляции (коротких замыканий – КЗ) на воздушных линиях электропередачи максимальные частоты в спектре волновых напряжений могут достигать при неудаленных КЗ МГц, поэтому разработка точных частотно зависимых моделей линий является необходимым этапом для решения поставленной задачи.

Моделирование частотно зависимых линий (ЧЗЛ) часто выполняется посредством аппроксимации частотных зависимостей волновых фазных [1] или модальных [2] параметров. В большинстве ЕМТР-клонов модели построены на таких подходах. В качестве системы схемотехнического моделирования в настоящем исследовании применяются SPICE-клоны, в которых модели ЧЗЛ (воздушных или кабельных линий) отсутствуют либо имеют крайне неудовлетворительную устойчивость численного решения.

Для реализации модели ЧЗЛ с помощью известных формул Карсона (Carson J.R.) построены зависимости первичных и волновых параметров линии от частоты и выполнена их аппроксимация с помощью метода векторной аппроксимации [3]. В SPICE-клонах принципиально возможна реализация модели ЧЗЛ посредством передаточных функций в частотной области, представленных дробно-рациональными функциями вида

$$H(p) = N^m(p) / D^n(p), \quad (1)$$

где $N_m(p)$ и $D_n(p)$ – полиномы степени m и n ($n \geq m$); p – оператор Лапласа.

Передаточные аппроксимирующие функции в частотной области (для коэффициента передачи $H(j\omega) = \exp(-\gamma l)$)

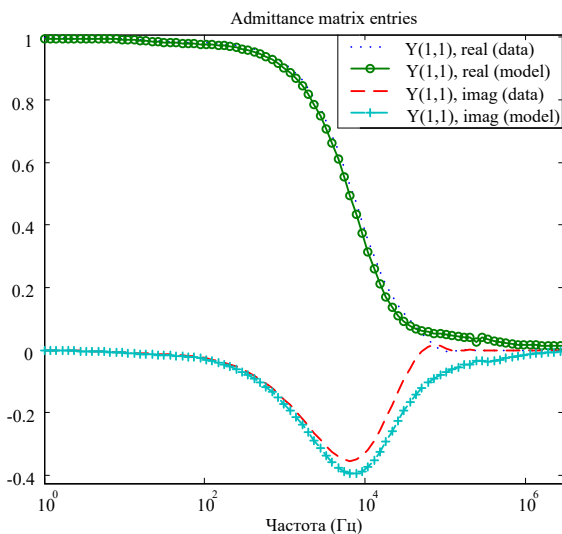


Рис. 1. Передаточная характеристика «фазного» канала ВЛ 500 кВ длиной 64 км и его аппроксимация

III. Локация однофазных КЗ

В основе метода локации лежит известный волновой метод [6], основанный на измерении времен пробега волн

и волновой проводимости $Y_c(j\omega) = \xi(j\omega)$, получаемые, например, посредством [3], используются системой моделирования SPICE для построения собственных импульсных характеристик ЧЗЛ: реакция линии получается как свертка входного воздействия с импульсной характеристикой линии (ИХ). Построение ИХ выполняется с некоторой погрешностью, поэтому полюса результирующих передаточных функций могут попадать в область положительных значений коэффициентов затухания, что часто приводит к неустойчивости численного решения.

Стабильная численная модель ЧЗЛ получена путем синтеза частотно-зависимых цепей, отражающих зависимости $H(j\omega)$ и $Y_c(j\omega)$, посредством комплекса программ IDEM, в котором устойчивость синтезируемой цепи дополнительно надежно контролируется посредством метода, основанного на возмущении матриц Гамильтона [4]. Расчет задержки распространения волн тока (напряжения) в ВЛ выполняется посредством метода, изложенного в [5].

На рис. 1 изображены результаты аппроксимации передаточной функции (Н) «фазного» (нулевой последовательности) канала ВЛ 500 кВ длиной 64 км. Как видно из рисунка, в области малых частот (приблизительно до ~5-10 кГц) аппроксимация дробно-рациональными функциями даже низкого (5-го) порядка выполняется с малой погрешностью. Для решаемых задач полученный результат удовлетворяет требованию точности модели ВЛ. Растущая погрешность в области высоких частот слабо влияет на результат, так как физически невозможны условия возникновения таких частот при моделировании волновых процессов.

Результаты расчета волновой проводимости в широком диапазоне частот, а также результаты аппроксимации этой величины приведены на рис. 2. Из-за того, что данный параметр не имеет зависимости от длины участка ВЛ, достаточно создать одну модель волновой проводимости для ВЛ 500 кВ и использовать для формирования набора моделей ВЛ различной длины. Как видно из рис. 2, аппроксимация имеет приемлемую точность на всем диапазоне частот.

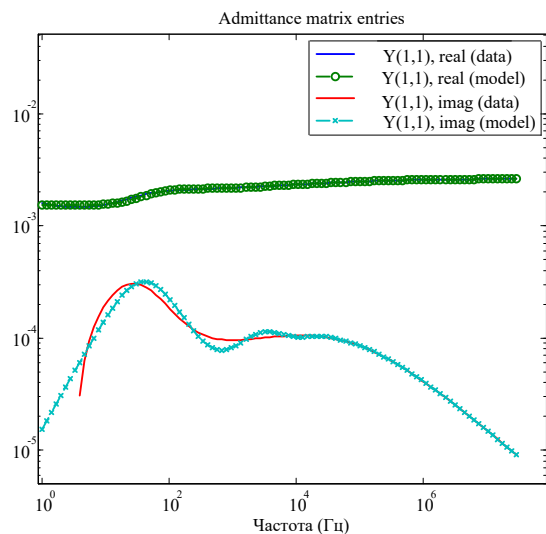


Рис. 2. Волновая проводимость «фазного» канала ВЛ 500 кВ и его аппроксимация

напряжения, отраженных на поврежденном участке линии и отраженных/преломленных на линиях, подходящих к условно приемной и отправной системам. В предлагаемом способе локации в действительности вместо волн

напряжения обрабатываются волны, формируемые фронтами волновых напряжений. Для этого напряжение в точке измерения (на подстанции) дифференцируется.

В подавляющем большинстве практических случаев волны напряжений формируются не только в узлах подключения поврежденной линии и месте КЗ, но и в результате отражений и преломлений от других узлов – соседних станций/подстанций. Поэтому рефлектограмма отраженных импульсов может иметь сложную для анализа форму. Несомненно, наиболее информативным представляется временной отрезок между импульсами напряжения, соответствующими временам прихода прямой и отраженной от места короткого замыкания волнам. Однако информацию о месте повреждения несут также и волны напряжения, преломляемые во всех ближайших узлах и приходящие к узлу регистрации после возможных многократных преломлений и отражений. Для обработки сложных рефлектограмм и их ассоциирования с местом повреждения на линии предлагается использовать искусственные нейронные сети (ИНС), хорошо приспособленные для распознавания образов. ИНС широко используются для распознавания образов, в том числе для задач локации повреждений (см., например [7]).

Обработка рефлектограммы переходного процесса включает следующие этапы.

1. Дифференцирование сигнала ($u_d(t) \cong du/dt$). На этом этапе обработки фронты волн напряжения на поврежденной фазе преобразуются посредством нахождения конечных разностей в относительно короткие временные импульсы. Перекрытие линейной изоляции происходит за доли микросекунды, поэтому начальный фронт волны напряжения содержит в спектре очень высокие частоты (до единиц МГц). Сама линия электропередачи, конденсаторы связи, заградительные фильтры и распределенные емкости станций/подстанций, образуя сложный электрический фильтр, заметно снижают крутизну волн, но даже при удаленных КЗ в спектре волн остаются частоты достигающие сотен кГц.

2. Для четкого выделения коротких импульсов производной напряжения (u_d) целесообразно исключить низкочастотные колебания. Для этого выполняются: а) ограничение колебаний сигнала до уровня $u_{d,огр} = 0,05 \dots 0,1 \max(|u_d|)$ и б) аппроксимация ограниченного напряжения в течение времени, соответствующего двойному времени пробега волны напряжения по диагностируемой линии. Исследование показало, что в качестве аппроксимирующих функций могут применяться ряды Фурье вида

$$u_{ан}(t) \cong a_0 + a_k \cos(k\omega t) + b_k \sin(k\omega t), \quad k = 3 \dots 4$$

или полиномы 4-й степени вида:

$$u_{ан}(t) \cong p_0 + \sum_{k=1}^4 p_k t^k.$$

Последние имеют незначительное преимущество при аппроксимации производных $u_{d,огр}(t)$ в случаях не удаленных КЗ, поскольку не вносят дополнительных осцилляций.

3. Из сигнала производной напряжения (u_d) вычитается аппроксимирующее напряжение $u_{ан}(t)$:

$$u^*(t) = u_d(t) - u_{ан}(t).$$

4. На основе обработанного сигнала строится логический сигнал-код $u_k(t)$ – аналог штрих-кода. Единичному сигналу (во времени) соответствует напряжение $u^*(t)$, модуль которого превышает $0,05 u_{max}^*$ ($u_{max}^* = \max(|u^*|)$).

Процессу локации повреждения на ВЛ предшествует расчетный этап, на котором формируются образы переходных процессов и соответствующие штрих-коды для различных мест КЗ на линии. На основе таких образов обучается ИНС, распознающая место повреждения на линии на основе реального штрих-кода, получаемого обработкой аварийной осциллограммы. Несмотря на значительное количество требуемых штрих-кодов (особенно для протяженных линий), в силу их бинарного содержания результирующий массив всех кодов имеет крайне небольшой объем (порядка нескольких десятков кБ). Это позволяет реализовать алгоритм распознавания мест повреждения как на ПЭВМ малой производительности, так и на современных микроконтроллерах.

В качестве примера на рис. 3 приведены осциллограммы расчетных напряжений, соответствующие выше описанному этапу обработки аварийной осциллограммы переходных напряжений. В качестве объекта исследования выступал фрагмент электрической сети с четырьмя узлами (станциями/подстанциями), соединенными ВЛ₁, ..., ВЛ₃ 500 кВ протяженностью 90, 190 и 64 км соответственно.

Анализ напряжения штрих-кода $u_k(t)$ показывает, что в нем отражены все основные моменты прихода в место регистрации (электрическая система S_3) отраженных и преломленных волн. Однако в момент времени $t = 1,3$ мс отсутствует один «штрих», что обусловлено завышенным значением порога формирования штрих-кода. Для устранения этого недостатка может применяться некоторое изменение порога формирования кода или применение Вэйвлет-анализа, позволяющего локализовать все основные кратковременные переходные процессы на осциллограмме $u^*(t)$ и восстановить потерянные колебания напряжения (штрих-коды переходного процесса).

IV. ВЫВОДЫ

1. Для SPICE-клонов разработаны численно устойчивые модели воздушных линий электропередачи с частотно-зависимыми параметрами.

2. Локация места однофазного короткого замыкания может выполняться посредством получения искусственных волн, получаемых дифференцированием измерительных аварийных напряжений и формированием на их основе бинарных штрих-кодов. Штрих-коды несут информацию о временах прихода преломленных и отраженных волн как от места короткого замыкания, так и от остальных близко расположенных узлов сети. Распознавание аварийных штрих-кодов путем сопоставления с предварительно полученными для рассматриваемого участка сети и установление места короткого замыкания выполняется посредством искусственных нейронных сетей.

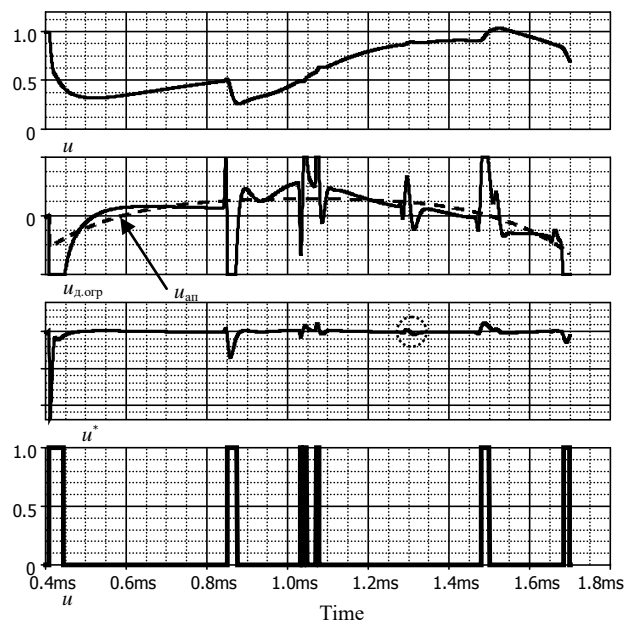
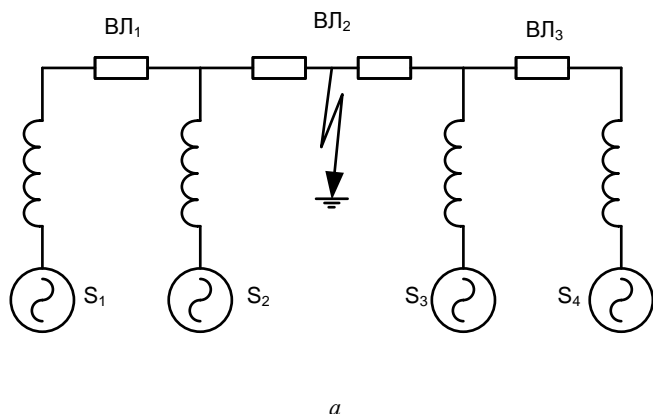


Рис. 3. Упрощенная схема электрической сети (а) и осциллограммы обработанного напряжения – б (однофазное КЗ на расстоянии 92 км от электрической системы S3)

Список литературы

- [1] Marti J.R. Accurate modeling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations // IEEE Trans. P.A.S. – 1982. – Vol. 101(1). P. 147–157.
- [2] Gustavsen B., Semlyen A. Simulation of transmission line transients using vector fitting and modal decomposition // IEEE Trans. on Power Delivery. – 1998. – Vol. 13(2).
- [3] Gustavsen B., Semlyen A. Rational approximation of frequency domain responses by vector fitting // IEEE Trans. On Power Delivery. – 1999. – Vol. 14(3).
- [4] Grivet-Talocia S. Passivity enforcement via perturbation of hamiltonian matrices // IEEE Transactions on Circuit and Systems I: Fundamental Theory and Applications. – 2004. – Vol. 51(9). – P. 1755–1769.
- [5] Качесов В.Е. О расчете крутизны перенапряжений на обмотках электрических машин // Электричество. – 2009. – № 11. С. 16–26.
- [6] Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1982.
- [7] Coury D.V., Oleskovicz M., Aggarwal R.K. An ANN routine for fault detection, classification, and location in transmission lines // Electric Power Components and Systems. – 2002. – Vol. 30(11). – P. 1137–1149.

Сравнительный анализ методов молниезащиты

Я.С. Эстрада

Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Российская Федерация

Систематизирована информация по существующим методам расчёта зон молниезащиты. Выявлены различия в надёжности каждого метода.

Ключевые слова: расчёт молниезащиты, первичные проявления молнии.

Comparative analysis of lightning protection methods

Ian Estraikh

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation

Information about existing methods of lightning protection areas calculation was systemized. The reliability differences of methods were marked. The most effective variants were suggested.

Keywords: formatting, style, styling, insert.

1. ВВЕДЕНИЕ

В России комплекс мероприятий по молниезащите определен такими основными нормативными документами, как РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» [1] (далее РД) и СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [2] (далее СО). Согласно приказу Минэнерго России от 30.06.2003 № 280, проектные организации вправе использовать один из упомянутых документов или их комбинацию. При более жестких требованиях со стороны отраслевых нормативных документов для проектирования молниезащиты следует выполнять отраслевые требования. Подобным документом для военной инфраструктуры является ВСП 22-02-07 «Нормы по проектированию, устройству и эксплуатации молниезащиты объектов военной инфраструктуры» [3] (далее ВСП). Он и [4, 5] содержат результаты экспериментов В.М. Куприенко, которые ставят под вопрос эффективность РД и СО. Стандарт МЭК 62305 [6] (IEC 62305 Protection against lightning, далее МЭК) принципиально отличается от РД, СО и ВСП, так как в его основе лежит электрогеометрическая модель. В научной литературе содержится более широкий спектр указаний и рекомендаций по молниезащите. Особенно это касается методики Г.Н. Александрова, которая отражена в монографии и докладах [7, 8].

Перед проектировщиками стоит вопрос о выборе наиболее подходящего метода с точки зрения его надёжности. В работе систематизирована информация существующих методов расчёта зон молниезащиты. Выявлены различия в надёжности каждого метода.

II. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЗАЩИТНЫХ ЗОН

A. Общие положения

Молниеотвод – устройство, возвышающееся над

защищаемым объектом, которое состоит из молниеприёмника, токоотвода и заземлителя. Его защитное действие основано на свойстве молнии поражать с большей вероятностью более высокие объекты. Молниеотводы подразделяются на стержневые, тросовые и сетчатые. Сетчатые молниеотводы, как правило, устанавливаются на крыши зданий и сооружений. Их расчет представлен не во всех инструкциях, и в данной статье сетчатые молниеотводы не рассматриваются. Стержневые молниеотводы используются для защиты сосредоточенных объектов. Если защитная зона одиночного молниеотвода не покрывает весь объем защищаемого объекта, прибегают к использованию нескольких молниеотводов. Тросовые молниеотводы используются для защиты протяженных объектов, например линий электропередачи. Защитное действие молниеотвода характеризуется вероятностью перехвата P разряда молнии, который стремится к защищаемому объекту. В большинстве случаев защитная зона стержневого молниеотвода представляет собой конус. По представленному в стандарте МЭК 62305 электрогеометрическому методу защитная зона образуется обкатыванием фиктивной сферы вокруг молниеотвода. Для дальнейших расчетов защитных зон будет приниматься надёжность не меньше 0,95. Высоту молниеотвода выберем равную 30 м, что соответствует этой надёжности по стандарту МЭК.

B. Защитная зона одиночного молниеотвода

Для расчета габаритных размеров защитной зоны одиночного молниеотвода в инструкциях РД, СО и методе Г.Н. Александрова предлагается использовать эмпирические формулы с разными коэффициентами в зависимости от надёжности. При использовании этих эмпирических формул предполагается, что высота защитных зон меньше высоты молниеотвода h . В нормах ВСП и стандарте МЭК высота защитной зоны равна высоте молниеотвода. В случае с ВСП конус защитной зоны образуется углом α .

Стандарт МЭК предлагает использовать на выбор метод катящейся сферы (электрогеометрический метод), метод защитного угла, метод сетки. Метод катящейся сферы применяется для зданий сложной конструкции. Выбор мест установки молниеотводов и последующий расчет защитных зон происходит при помощи прокатывания сферы по уменьшенной модели защищаемого объекта. Известны [9] готовые программные решения, которые основаны на компьютерном моделировании. Метод защитного угла применяется при меньшей высоте молниеотвода, чем радиус катящейся сферы. Размеры сетчатого молниеотвода в зависимости от надежности защиты находятся по таблице, при этом не учитываются размеры защищаемого объекта

Инструкция РД предлагает для расчета зоны с ориентировочной надежностью 0,995 и 0,95. Габаритные размеры защитной зоны одиночного молниеотвода с надежностью 0,95 рассчитываются по формулам

$$h_0 = 0,92h; \quad (1)$$

$$r_0 = 1,5h, \quad (2)$$

где h_0 – высота защитной зоны; h – высота молниеотвода; r_0 – радиус защитной зоны.

В инструкции СО приведены формулы для расчета размеров защитной зоны одиночного молниеотвода с надежностью 0,99:

$$h_0 = 0,8h; \quad (3)$$

$$r_0 = 0,8h. \quad (4)$$

Нормы ВСП содержат таблицу с углами, образующими конус защитной зоны. Углу $\alpha = 32^\circ$ соответствует надежность для зданий площадью меньше $0,5 \text{ м}^2$. Используются следующие формулы:

$$h_0 = h; \quad (5)$$

$$r_0 = h \cdot \text{tg}\alpha. \quad (6)$$

Г.Н. Александровым в [7] были получены эмпирические формулы расчета защитной зоны одиночных стержневых молниеотводов:

$$h_0 = 0,76h; \quad (7)$$

$$r_0 = 0,85h. \quad (8)$$

Эти формулы значительно упрощают расчет, предложенный в монографии «Молния и молниезащита» [5].

Сравнение защитных зон одиночного молниеотвода произведено на рис. 1. Можно сказать, что защитная зона одиночного молниеотвода, рассчитанная по инструкции РД, сильно завышена по сравнению с другими. Также можно сказать, что наиболее жесткие требования выдвигаются стандартом МЭК.

С. Защитная зона тросового молниеотвода

Отечественный опыт молниезащиты говорит о том, что два молниеотвода, стоящие на определенном расстоянии друг от друга, образуют большую зону защиты, чем сумма зон защиты каждого из них. Зону защиты двойного стержневого молниеотвода условно можно разделить

на две части: внутренняя, которая занимает пространство, заключенное между двумя стержневыми молниеотводами на расстоянии l между ними, и внешняя, которая находится за пределами внутренней и рассчитывается по формулам для одиночного молниеотвода.

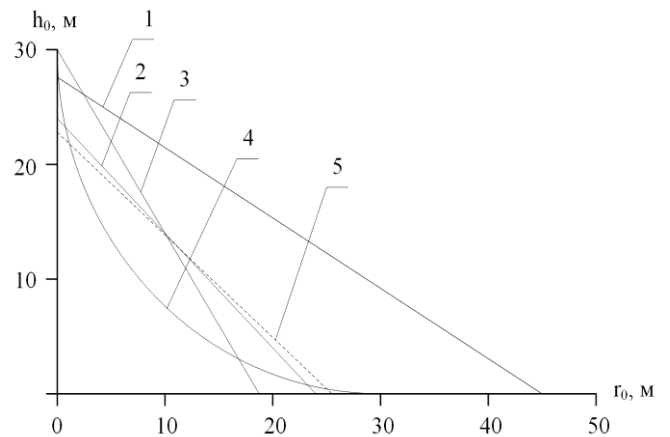


Рис. 1. Зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой 30 м, рассчитанные в соответствии с РД 34.21.122-87 [1] при $P = 0,95$ (1); СО 153.34.21.122-2003 при $P = 0,99$ (2); ВСП 22-02-07 МО РФ [3] при $P = 0,95$ (3); стандартом МЭК 62305 [4] при $P = 0,95$ (4); методом Г.Н. Александрова [5] при $P = 0,95$ (5)

Взаимное влияние молниеотводов на защитную зону учтено в инструкциях РД, СО, нормах ВСП, а также экспериментально доказано Г.Н. Александровым. В свою очередь, в стандарте МЭК это предположение не берется во внимание.

Предельное расстояние между молниеотводами, когда их взаимное влияние перестает действовать:

- $l = 4h$ по инструкции РД при $P = 0,995$;
- $l = 6h$ по инструкции РД при $P = 0,95$;
- $l = 4,75h$ по инструкции СО при $P = 0,99$;
- $l = 4,75h$ по нормам ВСП при $P = 0,95$;
- $l = 2h$ по методу Г.Н. Александрова при $P = 0,95$.

Для расчета размеров защитной зоны двойного молниеотвода с надежностью 0,95 в инструкции РД имеются следующие формулы:

$$h_c = h_0 - 0,14(l - h), \quad (9)$$

где h_c – высота защитной зоны в середине между совместно действующими молниеотводами.

В инструкции СО 153-34.21.122-2003 приведена формула для расчета защитной зоны двойного молниеотвода с надежностью 0,99:

$$h_c = \frac{4,75h - l}{2,5h} h_0. \quad (10)$$

По таблице из ВСП внутренний угол, образующий зону между двумя молниеотводами с надежностью 0,95 для зданий площадью меньше 100 м^2 , равен 50° . Чем ближе молниеотводы друг к другу, тем больше h_c .

В [5] Г.Н. Александровым также приведена эмпирическая формула для расчета защитной зоны двойного молниеотвода с надежностью 0,95:

$$\frac{h-h_c}{h_c} = 2 \cdot 10^{-3} \frac{l}{h_c} \left[\left(\frac{l}{h_c} \right)^3 + 75 \right]. \quad (11)$$

На рис. 2 представлены результаты расчетов размеров защитных зон двойного молниеотвода высотой 30 м при расстоянии между молниеотводами 50 м. По-прежнему наибольшая защитная зона построена по инструкции РД. При заданном расстоянии между молниеотводами 50 м зона 3, построенная по нормам ВСП, хорошо коррелирует с зоной 5, построенной по методу Г.Н. Александрова.

D. Защитная зона тросового молниеотвода

На рис. 3 представлены результаты расчетов размеров защитных зон тросового молниеотвода высотой 30 м при длине пролета 100 м. Защитная зона, образуемая тросом, представляет собой прямую треугольную призму, треугольные грани которой сопряжены с полукудусами. Установка тросового молниеотвода позволяет сократить число стержневых молниеотводов при достаточном уровне надежности. Благодаря этому, тросовый молниеотвод рекомендуется выбирать для молниезащиты протяженных объектов. В инструкции РД и нормах ВСП длина пролета ограничена 150 м. В инструкции СО и стандарте МЭК не приведено ограничений по длине пролета, но проектировщик должен предусмотреть возможную стрелу провеса троса.

В инструкции РД. Предлагается изначально рассчитать высоту троса сечением 35 – 50 мм² в середине пролета $h_{тр}$, чтобы учесть его стрелу провеса, при известной высоте опоры и длине пролета меньше 120 м:

$$h_{тр} = h - 2; \quad (12)$$

при длине пролета больше 120 м, но меньше 150 м:

$$h_{тр} = h - 3. \quad (13)$$

Далее стандартно рассчитывается высота и радиус защитной зоны. Формулы приведены для надежности 0,95:

$$h_0 = 0,92h_{тр}; \quad (14)$$

$$r_0 = 1,7h_{тр}. \quad (15)$$

В инструкции СО при высоте молниеотвода 30 м с надежностью 0,99 габаритные размеры защитной зоны тросового молниеотвода рассчитываются по формулам:

$$h_0 = 0,8h; \quad (15)$$

$$r_0 = 0,95h. \quad (16)$$

В нормах ВСП для объектов площадью менее 2000 м² угол α равен 57°, что соответствует надежности 0,95. При этом стрела провеса учитывается аналогично инструкции РД по формулам (12) и (13). Расчет радиуса защитной зоны выполняется по формулам:

$$r_0 = h_{тр} \cdot \operatorname{tg}\alpha. \quad (17)$$

Тросовый молниеотвод по стандарту МЭК рассчитывается с помощью метода защитного угла. Надежности 0,95 соответствует $\alpha = 23^\circ$. Провес троса при расчете защитных зон не учитывается.

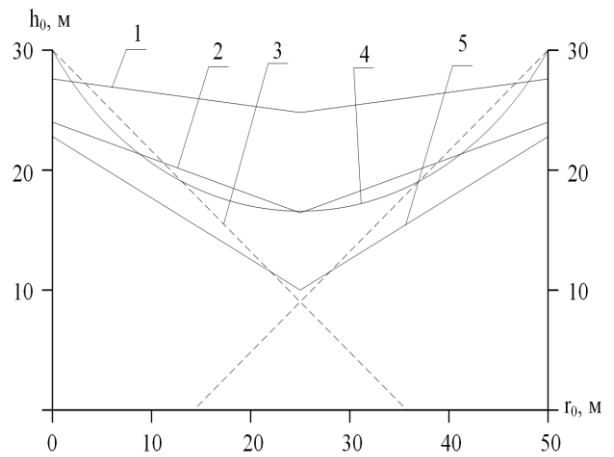


Рис. 2. Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода высотой 30 м, рассчитанные в соответствии с РД 34.21.122-87 [1] при $P = 0,95$ (1); СО 153.34.21.122-2003 при $P = 0,99$ (2); ВСП 22-02-07 МО РФ [3] при $P = 0,95$ (3); стандартом МЭК 62305 [4] при $P = 0,95$ (4); методом Г.Н. Александрова [5] при $P = 0,95$ (5)

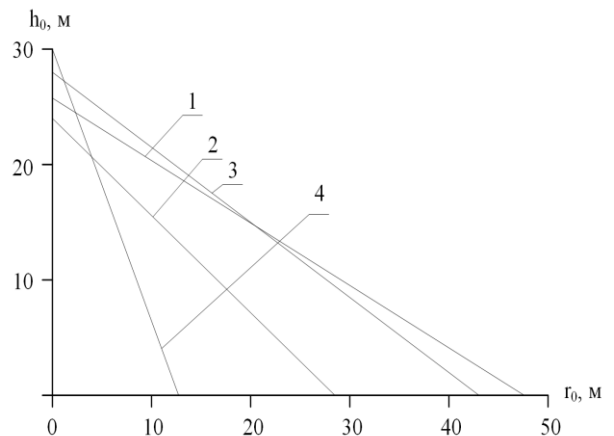


Рис. 3. Зоны защиты тросового молниеотвода высотой 30 м и длиной пролета 100 м, рассчитанные в соответствии с РД 34.21.122-87 [1] при $P = 0,95$ (1); СО 153.34.21.122-2003 при $P = 0,99$ (2); ВСП 22-02-07 МО РФ [3] при $P = 0,95$ (3); стандартом МЭК 62305 [4] при $P = 0,95$ (4); методом Г.Н. Александрова [5] при $P = 0,95$ (5)

Однозначно можно сказать, что наименьшая защитная зона построена по стандарту МЭК. Защитная зона инструкции РД по-прежнему сильно завышена по сравнению с остальными. Использование тросового молниеотвода в случаях с инструкциями РД и СО и нормами ВСП увеличивает радиус защитной зоны. Сокращение защитной зоны тросового молниеотвода в стандарте МЭК не затрагивает объекты высотой выше 8 м. Объекты, которые ниже 8 м и которые попадали в защитную зону одиночного молниеотвода, уже не попадают в зону тросового молниеотвода. Подобные жесткие требования к тросовому молниеотводу в стандарте МЭК не объясняются.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По построенным защитным зонам можно судить, что самыми жесткими требованиями обладает стандарт МЭК. Его защитные зоны имеют наименьшие габаритные раз-

меры при использовании одиночного стержневого молниеотвода и тросового молниеотвода. Иначе обстоит ситуация с двойным стержневым молниеотводом, защитные зоны которого имеют меньшие размеры у норм ВСП и метода Г.Н. Александрова. Но здесь стоит заметить, что в методе катящейся сферы [6] вообще не учитывается влияние двух молниеотводов, и если расстояние между ними будет больше или равно диаметру фиктивной сферы, то стандарт вновь займет первенство по надежности. Почти не уступают ему в этом нормы ВСП, которые также выдвигают достаточно высокие требования к защите от прямых ударов молнии.

Метод Г.Н. Александрова, за исключением применения полученных на основании этого метода эмпирических формул, достаточно сложен для выполнения молниезащиты. Метод находится в стадии развития, но на рынке уже можно встретить готовые решения компьютерных программ, использующих этот метод [9].

На данный момент в России не стоит вопрос о замене уже имеющихся нормативных документов по молниезащите на западные аналоги. Тем не менее, нельзя оставлять без внимания занижение надежности защиты, к которому приводит использование инструкций РД и СО. Уже сейчас можно рекомендовать проектировщикам использовать нормы ВСП для расчета защитных зон на значимых объектах. В будущем имеет смысл переработать нормы ВСП и распространить область их применения на объекты

электроэнергетики. Целесообразно также продолжить работу над развитием метода Г.Н. Александрова.

Список литературы

- [1] Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. РД 34.21.122-87.
- [2] Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. СО 153-34.21.122-2003.
- [3] Нормы по проектированию, устройству и эксплуатации молниезащиты объектов военной инфраструктуры ВСП 22-02-07 МО РФ.
- [4] Куприенко В.М. и др. Результаты крупномасштабных исследований поражаемости зданий и сооружений при их защите многократными стержневыми и тросовыми молниеотводами // Труды 2-й Рос. конф. по молниезащите. – М.: ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского», 2010. – С. 22–24.
- [5] Куприенко В.М. Анализ методик расчета и выбора параметров молниезащиты зданий и сооружений: доклад на 2-й Рос. конф. по молниезащите / ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского», 22–24 сентября, 2010. – М., 2010.
- [6] IEC 62305. Protection against lightning.
- [7] Александров Г.Н. Молния и молниезащита. – М.: Наука, 2008.
- [8] Александров Г.Н. Защита объектов ограниченной площади и протяженных объектов от прямых ударов молнии // Электричество. – 2008. – № 1. – С. 31–40.
- [9] Шишигин Д.С. AUTOCAD-приложение для расчета молниезащиты и заземления объектов электроэнергетики // Автоматизация в промышленности. – 2014. – № 9. – С. 28–32.

Особенности разработки мобильной установки для очистки жидкой и твёрдой изоляции силового трансформатора

Д.Т. Юсупов

Институт энергетики и автоматизации Академии наук Республики Узбекистан
Ташкент, Узбекистан
dilmurod85@list.ru

Для повышения надежности и продления срока службы силовых масляных трансформаторов проводятся диагностические обследования. Одним из таких методов является своевременная регенерация масла трансформатора. Результаты исследования по регенерации отработанного трансформаторного масла с применением комбинированного метода (фильтрация и адсорбция) показали высокие диэлектрические свойства масла и соответствовали требованиям нормативных документов.

Ключевые слова: силовой масляный трансформатор, трансформаторное масло, увлажнение и загрязнение масла, технология регенерации, эффективность регенерации масла, керамическая мембрана, вакуумная осушка, цеолит, силикагель.

Features of working out of mobile installation for cleaning of liquid and firm isolation of the power transformer

Dilmurod Yusupov

Institute of Power Engineering and Automation of Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan
Tashkent, Uzbekistan
dilmurod85@list.ru

For increase of reliability and extension of service life of power oil transformers diagnostic examinations are conducted. One of such methods are timely regeneration of oil of the transformer. Results of research on regeneration of the fulfilled transformer oil with application of the combined method: the filtration and adsorption, have shown high dielectric properties of oil and conformed to requirements of normative documents.

Keywords: power oil transformer, transformer oil, moistening and pollution of oil, technology of regeneration, efficiency of regeneration of oil, ceramic membrane, vacuum drying, zeolite, silica gel.

Исследования показывают [1, 2], что одной из главных причин повреждения и выхода из строя силовых масляных трансформаторов является неисправность в изоляционной системе, и именно по основным причинам повреждения изоляционной системы – увлажнению и загрязнению масла и целлюлозной изоляции трансформатора [3].

Для комплексной очистки силовых трансформаторов очень перспективен метод, который предусматривает регенерацию отработанного трансформаторного масла, подаваемого непосредственно из бака трансформатора, с помощью мобильной установки. Регенерированное масло возвращается в бак силового трансформатора, обеспечивая непрерывную промывку целлюлозной изоляции, которая восстанавливает свои электрофизические свойства за счёт диффузии загрязнений в очищенное масло.

Технология регенерации отработанных трансформаторных масел от воды, механических примесей и химических веществ должна быть эффективной и экономически выгодной.

Для удаления различных видов воды предпочтительно применять метод вакуумирования (вакуумной осушки), которое позволит разбрызгивать нагретое масло и выделять из него различную влагу.

Для удаления механических примесей с крупными и мелкими размерами авторами разработан керамический фильтр [4]. Преимущество керамического фильтра заключается в том, что его можно использовать несколько раз, т.е. сам фильтр является регенерируемым.

Для удаления различных химических видов веществ и газов более экономичным является адсорбционный метод. Применение адсорбента, такого как силикагель, позволит удалять различные химические вещества при проходе отработанного масла через него.

Проводилось лабораторное исследование по регенерации отработанного трансформаторного масла с применением комбинированного метода: фильтрации и адсорбции. Исследования показали высокие диэлектрические свойства масла, которые соответствовали требованиям нормативного документа [5].

На рис. 1 приводятся спектральные зависимости коэффициентов пропускания трансформаторного масла до и после очистки методами фильтрации (на основе керамических мембран) и адсорбции (на основе силикагеля и цеолитом). Из графика видно, что регенерация привела к существенному осветлению трансформаторного масла.

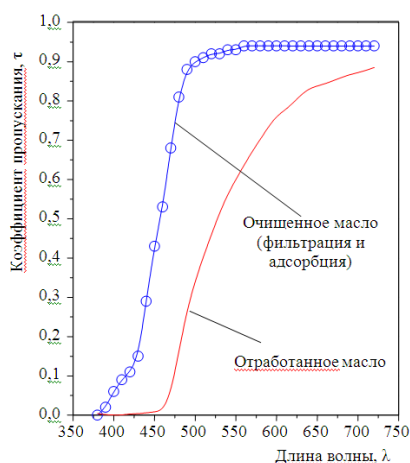


Рис. 1. Спектральные коэффициенты пропускания трансформаторного масла до и после очистки методами фильтрации и адсорбции

На основе полученных результатов с участием автора выполняются исследования по разработке мобильной установки для очистки масла и целлюлозной изоляции силового трансформатора на месте эксплуатации. На рис. 2 приведена принципиальная схема разрабатываемой мобильной установки.

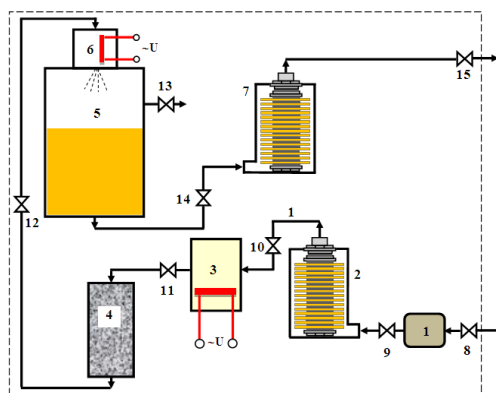


Рис. 2. Принципиальная схема мобильной установки: 1 – циркуляционный маслонасос; 2 – керамический фильтр для грубой очистки; 3 – электронагреватель масла; 4 – адсорбент (силикагель); 5 – вакуумная осушка; 6 – электронагреватель масла; 7 – керамический фильтр; 8 – 15 – запорные вентили; 16 – соединительные трубопроводы

Отработанное трансформаторное масло перекачивается циркуляционным маслонасосом 1 от силового трансформатора и передается в предварительный керамический фильтр 2, где масло очищается от механических загрязнений. Далее масло попадает в электронагреватель 3, где нагревается до температуры 70 °С. Нагретое масло подается в бокс с адсорбентом (силикагель) 4, в котором масло подвергается перколяционному воздействию и очищается от различных химических веществ. Потом масло передается на вакуумную осушку 5, где после нагрева до температуры 60 °С с помощью электронагревателя 6 вода удаляется методом разбрызгивания в вакуум. Далее масло поступает на второй керамический фильтр 7 для тонкой очистки от механических примесей. Затем очищенное масло подается в расширительный бак силового трансформатора. Многократная циркуляция масла позволяет добиться необходимого уровня очистки.

Выводы:

1. Применение мобильных установок с комбинированным методом позволит одновременно провести очистку отработанных трансформаторных масел от воды, механических примесей и различных химических веществ.
2. Регенерация отработанных трансформаторных масел на месте эксплуатируемого трансформатора повышает энергетическую эффективность и надежность эксплуатации электрооборудования и, в свою очередь, работу электростанции и электрических сетей.

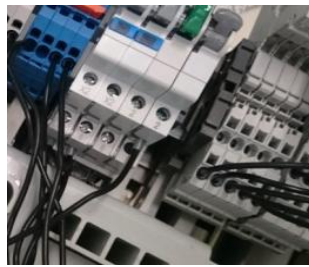
Список литературы

- [1] Львов М.Ю. Разработка и совершенствование методов и критериев оценки технического состояния силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 кВ и выше: автореф. ... д-ра техн. наук. – М., 2009. – 37 с.
- [2] Хлыстыков А.В., Игнатьев И.В. Проблемы надежности работы силовых трансформаторов // Системы. Методы. Технологии. – 2013. – № 3(19). – С. 117–120.
- [3] Осотов В.Н. Практические аспекты оценки фактического срока службы силовых трансформаторов. URL: <http://www.sibdiag.ru>.
- [4] Салихов Т.П., Кан В.В., Юсупов Д.Т. Метод циркуляционной промывки трансформаторов с использованием адсорбентов и керамических мембран // ФерПИ. – 2014. – № 4. – С. 62–66.
- [5] Инструкция. Эксплуатация трансформаторных масел. Руководящий документ РН 34-301-633:2011. – 2011. – 50 с.

Секция № 3

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

- Цифровая релейная защита
- Вопросы эксплуатации устройств РЗА
- Стандарт МЭК 61850, цифровая подстанция



Scientific sections № 3

RELAY PROTECTION AND AUTOMATIC CONTROL

- Digital relaying
- Exploitation issues of relaying and automation devices
- IEC 61850, digitalsubstation

Программно-вычислительный комплекс для расчета токов короткого замыкания и выбора уставок РЗА – «АРУ РЗА»

С.А. Абакумов, С.Е. Гаязов, Е.А. Марюшко, Д.Н. Саввин

Открытое акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы»
Новосибирск, Россия
ntcees@nsk.so-ups.ru

Расчет аварийных режимов работы электрических сетей не новая, но по-прежнему актуальная задача, которую необходимо решать с гарантией высокой точности и надёжности результатов, а также минимальными затратами времени. Существуют различные программные продукты, предназначенные для проведения подобных расчётов. Зарубежные образцы имеют высокую стоимость и не учитывают специфику эксплуатации и расчётов отечественных энергосистем, а отечественные продукты не позволяют учитывать в расчётах новые типы оборудования, такие как FACTS, и не отвечают требованиям современного программного обеспечения в части эргономики и производительности. Таким образом, актуальной является задача создания современного отечественного ПВК, предназначенного для расчёта электрических величин при коротких замыканиях в сети переменного тока с учётом влияния управляемых систем передачи переменного тока FACTS и функций расчёта уставок устройств релейной защиты.

Разработан программно-вычислительный комплекс, позволяющий производить расчёты электрических величин в сетях переменного тока при однократных и множественных несимметриях, в том числе использующих управляемые системы передачи переменного тока FACTS. Расчёт аварийных режимов работы электрической сети производится с помощью комбинированного использования метода симметричных составляющих и фазных координат. Каждый элемент электрической сети имеет математическую модель, описанную симметричными составляющими. Параметры математических моделей могут быть заданы в виде симметричных составляющих или напрямую, через паспортные данные оборудования. Программно-вычислительный комплекс может быть применен при расчёте уставок терминалов релейной защиты и автоматики, при проверке электрических аппаратов и проводников на термическую и электродинамическую стойкость или в решении других задач, где необходим расчёт токов короткого замыкания.

Ключевые слова: расчёт токов короткого замыкания, релейная защита и автоматика, программное обеспечение.

Software for calculating short-circuit currents and calculation set points of relay protection devices – «ARU RZA»

S.A. Abakumov, S.E. Gayazov, E.A. Maryushko, D.N. Savvin

Joint Stock Company «Scientific and Technical Center of Unified Power System»
Novosibirsk, Russia
ntcees@nsk.so-ups.ru

Calculation of emergency states of power system is not new, but still actual issue. This issue must be solved quickly, efficiently and with minimal time expenditure. Various software programs exist for conducting such calculations. Software programs of foreign companies have a high cost. Software programs of national companies do not take into account in the calculations a new types of power equipment, such as Flexible AC Transmission Systems (FACTS), and do not meet the requirements of modern software in ergonomics and performance. Thus, the creation of modern national software designed to calculate the electrical parameters of network at short circuits in AC network taking into account the impact of FACTS and with function for the calculation set points of relay protection devices, is the actual task.

Developed software allows calculations of electrical parameters in AC networks with single or mixed asymmetry, including power system with FACTS. Calculation of emergency states of power system is performed by the combined use of the method of symmetrical components and phase coordinates. Each element of the electric network is described by mathematical model in symmetrical components. Parameters of mathematical models can be specified as symmetrical components or directly through the nameplate data of equipment. Software can be used for calculating settings terminals of relay protection and automation, for checking electrical devices and conductors on the thermal and electrodynamic resistance or for solve another problem where is necessary calculation of short circuit currents.

Keywords: calculation of short circuit currents, power system protection, software.

I. ВВЕДЕНИЕ

В процессе проектирования объектов электроэнергетики одной из важнейших задач является расчёт токов короткого замыкания в электрической сети для выбора уставок релейной защиты и проверки электроэнергетического оборудования.

Во время проведения расчетов токов короткого замыкания в специализированных программно-вычислительных комплексах (далее – ПВК) пользователь сталкивается со значительным объёмом информации, который требует выполнения однотипных операций:

- создания графической схемы электрической сети;
- ввода параметров элементов электрической сети;
- ручного импорта данных электрической сети из других ПВК;
- экспорта результатов расчётов в документацию.

Снижение трудозатрат при выполнении данных операций, повышение эффективности работы сотрудников и компании в целом невозможно без применения современных программно-вычислительных комплексов, позволяющих быстро и качественно производить расчёты.

В настоящей статье представлен программно-вычислительный комплекс нового поколения для автоматизированного расчёта уставок релейной защиты и автоматики (далее – ПВК «АРУ РЗА»), который позволяет в полном объёме решить задачу расчета токов короткого замыкания и выбора уставок релейной защиты.

Существующие в настоящее время зарубежные ПВК не учитывают ключевые особенности российских электрических сетей, подходы к выбору уставок, проверке чувствительности, расчёту параметров оборудования, составлению схем замещения и пр. Помимо этого, они имеют высокую стоимость, а размещение команды разработчиков за пределами юрисдикции Российской Федерации не гарантирует должную техническую поддержку в процессе эксплуатации. В этой связи по заказу АО «СО ЕЭС» с 2015 г. ОАО «НТЦ ЕЭС» занимается разработкой ПВК нового поколения.

II. Возможности ПВК АРУ РЗА

В основе программного комплекса лежат уникальные алгоритмы расчёта больших электроэнергетических сетей, авторские права на которые защищены свидетельством о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015660558 [1]. Базовый принцип разработки ПВК «АРУ РЗА» – оптимизация интерфейса и функционала для минимизации времени выполнения пользователем второстепенных операций. Мультиоконный режим работы позволяет работать одновременно с неограниченным количеством схем. ПВК обладает модульной структурой, которая позволяет внедрять новые модули и модернизировать существующие без внесения глобальных изменений исходный код.

ПВК «АРУ РЗА» – это принципиально новый (уникальный) программный комплекс, полностью разработанный на основе собственных алгоритмов расчетов и механизмов графического редактирования сети.

На данный момент пользователям доступны следующие модули и функции:

- модуль графического редактора;
- модуль табличного редактора;
- модуль импорта данных из ©ПВК АРМ СРЗА (всех параметров и графических изображений сети);
- модуль команд управления и расчёта сети (К.У.Р.С.);
- модуль расчёта электрических величин при повреждениях следующих типов: короткое замыкание, каскад, обрыв, повреждение в узле или в промежуточной точке на линии, повреждение с учётом переходного сопротивления;
- модуль расчёта множественных несимметричных повреждений;
- модуль расчёта повреждения вдоль линии;
- модуль расчёта эквивалентной схемы электрической сети;
- модуль вывода результатов расчётов (в файлы форматов txt, doc, xls, html);
- модуль сохранения графического изображения сети (в файлы форматов jpg, png, bmp, svg, pdf);
- модуль FACTS;
- функция автоматического расчета параметров схемы замещения элемента сети по паспортным данным оборудования;
- функция автоматического расчета параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора с учетом заданных пользователем схем соединений обмоток;
- модуль расчёта уставок релейной защиты (ДЗШ, ДЗЛ, ДФЗ);
- библиотека нормативных документов;
- модуль формирования пояснительной записки по результатам расчёта уставок.

III. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

Решая задачу расчёта токов короткого замыкания, необходимо выполнить строго определённую последовательность действий, включающую в себя:

- создание графической схемы электрической сети;
- ввод параметров элементов сети;
- выбор места расположения и типа повреждения;
- выбор контролируемых величин;
- выполнение расчёта;
- сохранение результатов расчётов.

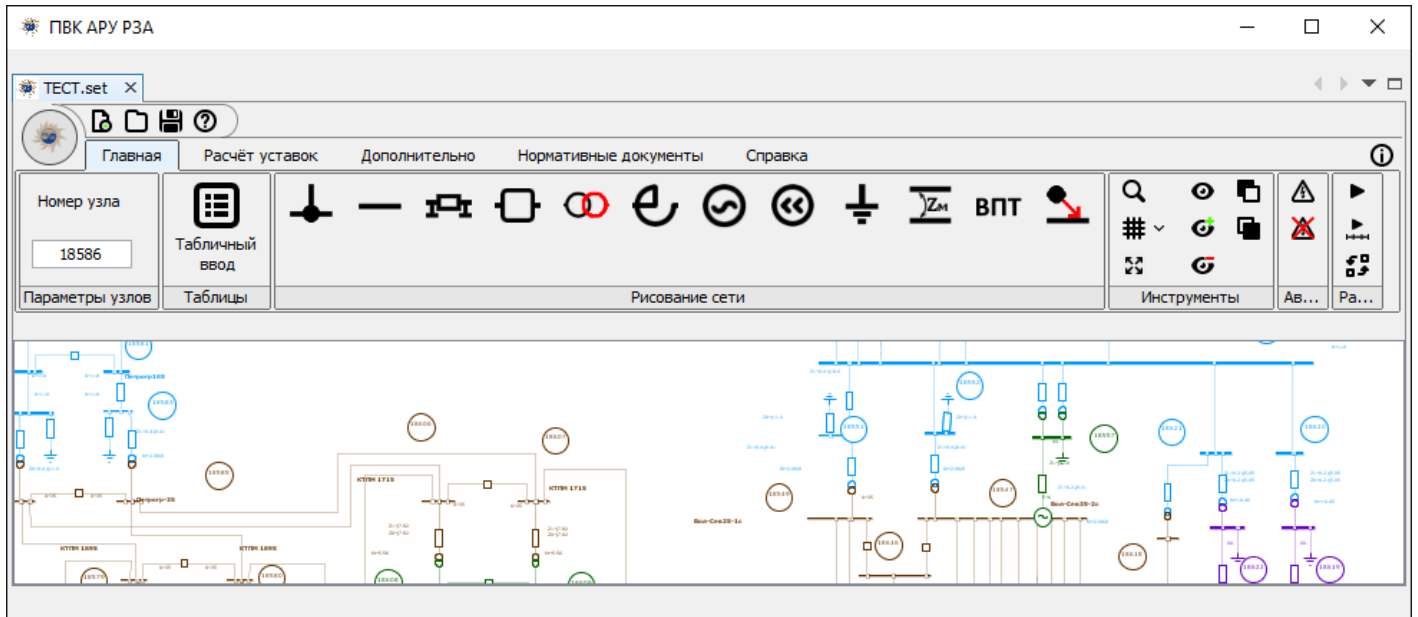
Заложенные в ПВК «АРУ РЗА» подходы позволяют ускорить процесс решения наиболее трудозатратных задач – создания графической схемы и ввода параметров электрической сети.

А. Создание схемы электрической сети

Создание схемы электрической сети выполняется в собственном графическом редакторе с помощью расположенной на панели инструментов группы команд «Рисование сети» (рисунок). На панели расположены кнопки создания стандартных элементов сети, таких как узел, линия, выключатель, трансформатор, заземление, генератор, источник тока и др. Схема электрической сети может содержать

неограниченное количество узлов и ветвей, что позволяет детально отразить истинную топологию сети.

Интерфейс ПВК «АРУ РЗА» реализован на основе компонентов NetBeans Platform, что позволило создать программный комплекс, имеющий широкие возможности по расширению функционала существующих модулей, созданию новых и интеграции ПВК «АРУ РЗА» с другими программными продуктами.



Графический редактор ПВК АРУ РЗА

Панель инструментов выполнена в стиле меню Ribbon (Microsoft Office 2010), где все функции в зависимости от назначения объединены по вкладкам и группам команд. Наиболее востребованные пользователем функции: создания и редактирования сети, ввода параметров элементов и проведения расчётов – размещены на главной вкладке, это позволяет уменьшить время, требуемое на поиск, выбор и выполнение команды.

Высокая скорость и плавность работы с графическим изображением сети обеспечивается библиотекой визуализации гиперграфов HyperGraph Display Library (HGDL) собственной разработки. Данная библиотека в полной мере использует возможности аппаратного ускорения современных видеокарт с помощью технологий визуализации 3D-графики OpenGL, начиная с версии 2.0. Данная технология позволяет осуществлять растеризацию большого массива примитивных графических объектов с высокой скоростью, благодаря чему становится возможным мгновенно отображать производимые над сетью модификации.

Особое внимание было уделено использованию таких аппаратных возможностей, как инстансинг (начиная с OpenGL 3.0), позволяющий назначать несколько команд рендеринга для видеокарты, используя один вызов к драйверу; вершинные шейдеры, открывающие возможности по конфигурации этапа формирования вершин примитивов, и фрагментные шейдеры, позволяющие описывать этап заливки пикселя растеризованного примитива. Сам процесс рендеринга разделен множеством этапов с конкретным модулем растеризации, так как большое количество производимых операций для подготовки сцены

к рендерингу не зависит от способа растеризации. Для работы на компьютерах, не имеющих видеокарты, в ПВК «АРУ РЗА» интегрирован софтверный рендерер, который будет производить отображение схемы, используя мощности центрального процессора.

В. Ввод параметров элементов

В ПВК «АРУ РЗА» предусмотрено несколько способов ввода параметров элементов сети:

1. Ввод параметров через диалоговое окно редактирования параметров элемента. В диалоговом окне параметров элементов пользователь может вводить значения, представленные в симметричных составляющих, или напрямую вводить паспортные данные оборудования, экономя время на предварительных расчётах, после чего будет автоматически произведён их пересчёт в симметричные составляющие.
2. Ввод параметров элементов и редактирования схемы сети через табличный ввод. Табличный ввод позволяет создавать новые и редактировать существующие элементы сети в табличном виде, включает в себя панель инструментов и вкладки, каждому типу элемента соответствует своя вкладка, на которой могут быть заданы значения параметров данного элемента в симметричных составляющих.
3. Выбор параметров элемента из встроенного каталога оборудования, включающего в себя номенклатуру стандартного оборудования отечественных и зарубежных производителей, представ-

ленного в энергетических справочниках, а также возможность создания собственного набора оборудования с заданием индивидуальных параметров либо на основе параметров оборудования, уже представленного в каталоге.

4. Импорт параметров элементов и топологии электрической сети из файлов *.set и *.sgk ПВК АРМ СРЗА (одного из распространенных ПВК) в уникальный формат ПВК «АРУ РЗА» *.aru с дальнейшей возможностью редактирования всех параметров и топологии импортируемой схемы. Позволяет исключить необходимость повторного создания расчетных моделей в ПВК «АРУ РЗА» при их наличии в формате ПВК АРМ СРЗА.

С. Выбор места расположения и типа повреждения, выбор контролируемых величин

Выбор места расположения и типа повреждения, для которого будет произведен расчёт, выполняется непосредственно в графическом редакторе. Повреждение может быть смоделировано в любом узле схемы электрической сети или в произвольной промежуточной точке линии. Доступен расчёт следующих типов повреждений:

- короткое замыкание на землю однофазное, двухфазное, трехфазное, двухфазное;
- обрыв однофазный, двухфазный, трёхфазный;
- каскад однофазный, двухфазный, трехфазный, двухфазный на землю;
- короткое замыкание через переходное сопротивление;
- повреждение вдоль линии;
- сложное несимметричное повреждение.

ПВК «АРУ РЗА» позволяет отобразить результаты расчетов параметров аварийного режима не только в месте установки повреждения, но и в любой выбранной пользователем точке электрической сети.

Д. Выполнение расчёта

Для обеспечения высокой точности и скорости расчётов в ПВК «АРУ РЗА» при работе с моделями электрических сетей, содержащими более 10 000 элементов, были разработаны уникальные расчётные методики и алгоритмы, объединяющие в себе преимущества использования методов симметричных составляющих и фазных координат. В качестве языка реализации использовался высокоэффективный, с возможностью глубокой оптимизации, компилируемый язык C++ стандарта ISO/IEC 14882:2011.

Е. Сохранение результатов расчётов

Вывод полученных результатов осуществляется в текстовом виде, в отдельном диалоговом окне протокола расчёта. Протокол содержит информацию о типе и месте повреждения, эквивалентных сопротивлениях по прямой, обратной и нулевой последовательности в точке КЗ, в нижней части протокола представлены выбранные пользователем контролируемые величины: напряжения в узлах и токи по ветвям в фазных координатах и по последовательностям. Протокол может быть сохранён

в файл в формате *.txt или в файлы в форматах Microsoft Word *.docx и Microsoft Excel *.xls, что позволяет с лёгкостью интегрировать результаты расчётов в проектную документацию, не тратя времени на проверку корректности кодировки и форматирования при переносе результатов из ПВК «АРУ РЗА».

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ПВК «АРУ РЗА» – современный отечественный программный комплекс, разработанный с использованием современных информационных технологий, снижающий трудозатраты пользователя на проведение расчётов и обладающий следующими основными преимуществами:

- Принципиально новый (уникальный) программный комплекс, полностью разработанный на основе собственных алгоритмов расчетов и механизмов графического редактирования сети.
- Наличие собственного графического редактора.
- Наличие элемента – источника тока, который позволяет моделировать устройства FACTS.
- Расчет параметров аварийного режима методами симметричных составляющих и фазных координат.
- Импорт параметров элементов и топологии электрической сети из файлов ПВК АРМ СРЗА в форматах *.set и *.sgk в уникальный формат ПВК «АРУ РЗА» *.aru (с возможностью редактирования всех параметров и топологии импортируемой схемы). Наличие импорта данных позволяет исключить необходимость повторного создания расчетных моделей в ПВК «АРУ РЗА» при их наличии в формате ПВК АРМ СРЗА.

Кроме того, в настоящее время ведется активная работа по разработке новых и развитию существующих модулей и функций ПВК «АРУ РЗА»:

- модуля расчета параметров воздушных и кабельных линий;
- модуля шаблонов типовых электрических принципиальных схем РУ электрических станций и подстанций;
- каталога устройств релейной защиты и автоматики;
- модуля автоматического формирования бланков параметрирования микропроцессорных защит;
- модуля сетевой многопользовательской версии;
- доступа к схеме через веб-интерфейс;
- возможности создания и внесения изменений в одну схему одновременно несколькими пользователями;
- контроля и хранения истории изменений.

Список литературы

- [1] Программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчета уставок релейной защиты и автоматики (ПВК АРУ РЗА): св-во о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2015660558 от 02 октября 2015 года / С.А. Абакумов, А.В. Виштибеев, С.Е. Гаязов, Е.С. Жигалов, А.Н. Краваева, Е.А. Марюшко.

О подходе к оценке чувствительности цифровых токовых защит нулевой последовательности от однофазных замыканий на землю в сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью

М.С. Аль-Хомиди, О.А. Добрягина, Т.Ю. Шадрикова, В.А. Шуин
ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина»
Иваново, Россия

В статье обоснован подход к оценке чувствительности и области эффективного применения максимальных токовых защит нулевой последовательности (ТЗНП) в кабельных сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью, не только при устойчивых, но и при дуговых перемежающихся однофазных замыканиях на землю (ДПОЗЗ). Предложенный подход основан на оценках максимальных значений коэффициента броска переходного тока при ДПОЗЗ, учитываемых при выборе уставок по току срабатывания, и минимальных значений указанного коэффициента при реально возможных в указанных сетях разновидностях ДПОЗЗ, сопровождающихся опасными перенапряжениями.

Ключевые слова: кабельные сети среднего напряжения, изолированная нейтраль, однофазные замыкания на землю, токовая защита от однофазных замыканий на землю, оценка чувствительности.

About the approaches to evaluation of sensitivity of digital overcurrent zero sequence protection against single phase earth faults in medium voltage networks with isolated neutral grounding

Marwan Al-Homidi, Olga Dobryagina, Tatyana Shadrikova, Vladimir Shuin
Ivanovo State Power Engineering University
Ivanovo, Russian Federation

The article substantiates approach to the evaluating of the sensitivity and the area of effective application of overcurrent protection of zero sequence (OCPZC) in cable networks of medium voltage, working with isolated neutral, in not only during steady but also arc intermittent single-phase earth faults (AISPEF). The proposed approach is based on estimates of the maximum values of throw ratio of the transient current during AISPEF taken into account in the choice of tripping current settings and minimum values of the specified ratio when possible in these networks the varieties of AISPEF, accompanied by dangerous overvoltages.

Keywords: cable networks of medium voltage, insulated neutral grounding, single-phase earth faults, current protection against single-phase earth faults, the sensitivity evaluation.

1. ВВЕДЕНИЕ

Более 50 % вырабатываемой в РФ электроэнергии распределяется потребителям через кабельные сети напряжением 6–10 кВ. Значительная часть распределительных кабельных сетей 6–10 кВ работает с изолированной нейтралью. Аварии в таких сетях составляют около 70 % всех нарушений электроснабжения потребителей. Причиной аварий часто являются дуговые перемежающиеся однофазные замыкания на землю (ДПОЗЗ). ДПОЗЗ сопровождаются опасными перенапряжениями на неповрежденных фазах во всей электрически связанной сети и значительным увеличением эффективного значения тока в месте повреждения, обусловливающими вторичные пробои в точках сети с ослабленной изоляцией и переходы ОЗЗ в двойные замыкания на землю или междуфазные короткие замыкания (КЗ) в месте повреждения [1, 2 и др.]. Поэтому надежность электро-

снабжения потребителей в значительной мере зависит от технического совершенства – селективности и устойчивости функционирования устройств защиты от ОЗЗ, обеспечивающих определение поврежденного элемента и возможность ликвидации дефекта изоляции без нарушения электроснабжения потребителей.

В сетях 6–10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, в качестве устройств защиты от ОЗЗ преобладающее применение получили максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП), например [3, 4]. Анализ опыта эксплуатации устройств защиты от ОЗЗ электрических сетей среднего напряжения, выполненный в 2000 г. ОРГРЭС на основе информации, полученной из четырнадцати энергосистем [5], показал, что все исполнения ТЗНП, как на электромеханической, так и на микроэлектронной базе, имеют среднюю оценку эффективности функционирования, равную 2,8–3,0, что вряд ли можно признать приемлемым. Поэтому исследо-

вания, направленные на повышение технического совершенства, прежде всего, современных цифровых исполнений ТЗНП на микропроцессорной базе, актуальны.

II. УСЛОВИЯ СЕЛЕКТИВНОСТИ И ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЦИФРОВЫХ ИСПОЛНЕНИЙ ТЗНП В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6–10 кВ

Первичный ток срабатывания ТЗНП в кабельных сетях 6–10 кВ с изолированной нейтралью выбирается из условия отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения при внешних ОЗЗ [3, 4 и др.]:

$$I_{0\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} K_{\text{бр.макс}} I_{C\text{собс}} = K_{\text{отс}} K_{\text{бр.макс}} 3\omega C_{0\text{собс}} U_{\text{ф.ном}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,3$ – коэффициент отстройки; $I_{C\text{собс}}$ – собственный емкостный ток защищаемого присоединения, определяемый при номинальном фазном напряжении сети $U_{\text{ф.ном}}$; $C_{0\text{собс}}$ – емкость фазы на землю защищаемого присоединения; $\omega = 2\pi \cdot 50$; $K_{\text{бр.макс}}$ – максимальное значение коэффициента, учитывающего увеличение тока $3I_0$ в неповрежденном присоединении за счет бросков переходных емкостных токов при ДПОЗЗ.

В цифровых исполнениях ТЗНП в качестве воздействующей величины может быть использовано среднеквадратичное или средневывпрямленное значение полного тока $3I_0$ или его составляющей основной частоты 50 Гц в защищаемом присоединении. В [6] показано, что использование в качестве воздействующей величины среднеквадратичного значения составляющей основной частоты 50 Гц тока $3I_0$ обеспечивает более эффективную отстройку защиты от влияния переходных токов при внешних ДПОЗЗ, чем использование средневывпрямленного значения. Для таких исполнений ТЗНП коэффициент $K_{\text{бр.макс}}$ устанавливает соотношение между собственным емкостным током защищаемого присоединения $I_{C\text{собс}}$ при внешнем устойчивом ОЗЗ и составляющей основной частоты 50 Гц на входе измерительного органа тока ТЗНП при ДПОЗЗ. Значение коэффициента $K_{\text{бр}}$ зависит в основном от интервалов времени между повторными зажиганиями и гашениями заземляющей дуги при дуговых прерывистых ОЗЗ. Наибольших значений коэффициент $K_{\text{бр}} = K_{\text{бр.макс}}$ достигает при ДПОЗЗ, развивающихся в соответствии с теорией W. Petersen [7], когда повторные пробои изоляции возникают через полупериод рабочей частоты $T_{50}/2 = 10$ мс. В [3, 6, 8 и др.] для микропроцессорных ТЗНП рекомендуется принимать $K_{\text{бр.макс}} = 2 \dots 3$.

Эффективность срабатываний ТЗНП при внутренних замыканиях в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок¹ оценивается коэффициентом чувствительности только при устойчивых ОЗЗ (УОЗЗ), определяемым по выражению:

$$K_{\text{ч}}^{(\text{УОЗЗ})} = \frac{I_{C\Sigma\text{мин}} - I_{C\text{собс}}}{I_{0\text{с.з}}} \geq K_{\text{ч.мин}}, \quad (2)$$

где $I_{C\Sigma\text{мин}}$ – суммарный емкостный ток сети в расчетном минимальном режиме; $K_{\text{ч.мин}}$ – минимально допустимое значение коэффициента чувствительности (1,2 для защиты с действием на сигнал и 1,5 для защиты с действием на отключение).

¹ Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание. [Утверждены приказом Минэнерго Российской Федерации от 08.07.2002. № 204]. – М.: Омега-Л, 2012. – 272 с.

Отметим, что такой способ оценки эффективности функционирования ТЗНП при внутренних повреждениях не гарантирует устойчивых срабатываний при значительно более опасных для сети и поврежденного элемента ДПОЗЗ. В то же время известно, например [10, 11], что в сетях 6–10 кВ большая часть ОЗЗ в кабелях и электрических машинах начинается с дугового прерывистого замыкания, которое может длиться от нескольких минут до нескольких часов и более. По данным [4, 11], «бездействие» ТЗНП на этой стадии развития повреждения изоляции из-за недостаточной чувствительности более чем в 50 % случаев является причиной переходов ОЗЗ в двойные и многоместные замыкания на землю или КЗ в месте повреждения и аварийного отключения одного или двух присоединений.

III. О ПОДХОДЕ К ОЦЕНКЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ТЗНП ПРИ ДПОЗЗ

Известно, например [1, 2 и др.], что дуговые прерывистые ОЗЗ сопровождаются опасными для сети перенапряжениями (т.е. являются дуговыми перемежающимися – ДПОЗЗ) только при определенных интервалах времени Δt между повторными зажиганиями и гашениями заземляющей дуги, при этом кратность перенапряжений $K_{\text{п}} = U_{\text{макс}}/U_{\text{ф.н}}$ увеличивается при уменьшении величины Δt . Так как амплитуды переходного тока при пробоях изоляции фазы сети на землю и максимальные кратности перенапряжений $K_{\text{п}}$ взаимосвязаны, то значение $K_{\text{бр.макс}}$ соответствует максимальным значениям $K_{\text{п}}$ и минимальным значениям $\Delta t_{\text{мин}}$ между повторными зажиганиями заземляющей дуги. Минимальные значения $\Delta t_{\text{мин}}$, при которых возникают наиболее опасные перенапряжения, имеют место при ДПОЗЗ, протекающих в соответствии с классической теорией W. Petersen [7], и равны половине периода основной частоты $T_{50}/2 = 10$ мс. С увеличением Δt кратность перенапряжений и опасность их для сети уменьшается, при этом уменьшаются и значения $K_{\text{бр}}$. Начиная с некоторых значений $\Delta t > \Delta t_{\text{макс}}$, перенапряжения, сопровождающие повторные пробои изоляции, перестанут представлять опасность для сети. Для достижения одной из главных целей функционирования защиты от ОЗЗ – снижения вероятности их переходов из-за перенапряжений в двойные замыкания на землю или междуфазные КЗ в месте повреждения и повышения надежности электроснабжения потребителей необходимо, чтобы ТЗНП обеспечивала возможность фиксации дуговых прерывистых ОЗЗ при $\Delta t \leq \Delta t_{\text{макс}}$. Указанным максимальным значениям $\Delta t_{\text{макс}}$, при которых дуговое прерывистое ОЗЗ имеет характер опасного ДПОЗЗ, можно поставить в соответствие значение $K_{\text{бр}} = K_{\text{бр.мин}}$.

Используя введенное понятие $K_{\text{бр.мин}}$, можно оценить чувствительность ТЗНП при ДПОЗЗ, представляющих опасность для всей электрически связанной сети по величине сопровождающих их перенапряжений:

$$K_{\text{ч}}^{(\text{ДПОЗЗ})} = \frac{K_{\text{бр.мин}} (I_{C\Sigma\text{мин}} - I_{C\text{собс}})}{I_{0\text{с.з}}} \geq K_{\text{ч.мин}}, \quad (3)$$

Из (1) – (3) можно получить условия применимости ТЗНП (условие обеспечения минимально допустимой

устойчивости несрабатываний при внешних ОЗЗ и минимально допустимой чувствительности при внутренних УОЗЗ и ДПОЗЗ):

– при обеспечении чувствительности только при внутренних УОЗЗ:

$$I_{C\text{собс}^*} = \frac{I_{C\text{собс}}}{I_{C\Sigma\text{мин}}} \leq \frac{1}{1 + K_{\text{отс}} K_{\text{бр.макс}} K_{\text{ч.мин}}}; \quad (4)$$

– при обеспечении чувствительности при внутренних ДПОЗЗ:

$$I_{C\text{собс}^*} = \frac{I_{C\text{собс}}}{I_{C\Sigma\text{мин}}} \leq \frac{K_{\text{бр.мин}}}{K_{\text{бр.мин}} + K_{\text{отс}} K_{\text{бр.макс}} K_{\text{ч.мин}}}. \quad (5)$$

Из сравнения (4) и (5) можно видеть, что при $K_{\text{бр.мин}} < 1$ более жестким является условие обеспечения минимально допустимой чувствительности при внутренних ДПОЗЗ (5), а при $K_{\text{бр.мин}} \geq 1$ – условие обеспечения минимально допустимой чувствительности при внутренних УОЗЗ (4).

Из (4) и (5) можно видеть также, что условия применимости ТЗНП определяются не только относительным значением собственного емкостного тока защищаемого присоединения $I_{C\text{собс}^*}$, но и в значительной мере величиной коэффициентов броска переходного тока $K_{\text{бр.макс}}$ и $K_{\text{бр.мин}}$. Для практической оценки возможностей обеспечения минимально допустимой чувствительности ТЗНП не только при УОЗЗ, но и, что более важно в аспекте снижения аварийности в кабельных сетях с изолированной нейтралью и повышения надежности электроснабжения потребителей также и при более опасных ДПОЗЗ, необходимо определить значения $K_{\text{бр.мин}}$, характерные для кабельных сетей 6–10 кВ, работающих с изолированной нейтралью.

IV. ОЦЕНКА ЗНАЧЕНИЙ $K_{\text{бр.мин}}$ НА ИМИТАЦИОННЫХ МОДЕЛЯХ

Оценки значений $K_{\text{бр.макс}}$ для наиболее эффективных цифровых исполнений ТЗНП, основанных на использовании составляющих основной частоты 50 Гц тока $3I_0$, полученные на комплексных имитационных моделях «Кабельная сеть 6–10 кВ – ТЗНП» в системе MatLab, даны в [6]. Учитывая сложность математического описания переходных процессов при ДПОЗЗ в электрических сетях среднего напряжения, в данной работе расчетные значения $K_{\text{бр.мин}}$ также получены на имитационных моделях, отражающих основные особенности конфигурации и значения параметров элементов кабельных сетей 6–10 кВ промышленного и городского электроснабжения, выполненных в среде MatLab. Суммарный емкостный ток $I_{C\Sigma}$ исследуемых кабельных сетей изменялся в пределах от единиц ампер до 30 А. При исследованиях ДПОЗЗ, кроме значений Δt , варьировались также условия гашения и повторного зажигания заземляющей дуги (в соответствии с существующими теориями W. Petersen, J. Peters и J. Slepian или Н.Н. Белякова [7, 12, 13]), удаленность места повреждения от шин, индуктивность источника питания сети и др.

При экспериментах для одних и тех же расчетных условий оценивались кратности максимальных перенапряжений $K_{\text{п}}$ на шинах центра питания

исследуемой сети и соответствующие им значения коэффициента броска переходного тока $K_{\text{бр}}$ в поврежденном присоединении. Значения $K_{\text{бр}}$ определялись для исполнений ТЗНП, основанных на использовании основной составляющей 50 Гц тока $3I_0$ (т.е. выполненных с применением фильтров, выделяющих из тока $3I_0$ составляющую основной частоты).

На рис. 1 и 2 приведены полученные на основе обработки результатов вычислительных экспериментов на имитационных моделях зависимости максимальных кратностей перенапряжений на неповрежденных фазах $K_{\text{п}}$ и соответствующих им значений $K_{\text{бр}}$ от интервалов времени Δt между повторными зажиганиями заземляющей дуги для кабельных сетей 6–10 кВ с изолированной нейтралью, с различными значениями суммарного емкостного тока $I_{C\Sigma}$.

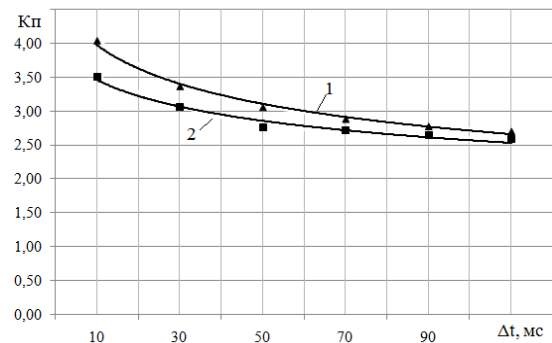


Рис. 1. Зависимость максимальных значений кратностей перенапряжений при ДПОЗЗ в кабельных сетях 6–10 кВ с изолированной нейтралью от интервалов времени Δt между повторными пробоями изоляции: 1 – $I_{C\Sigma} = 5$ А; 2 – $I_{C\Sigma} = 30$ А

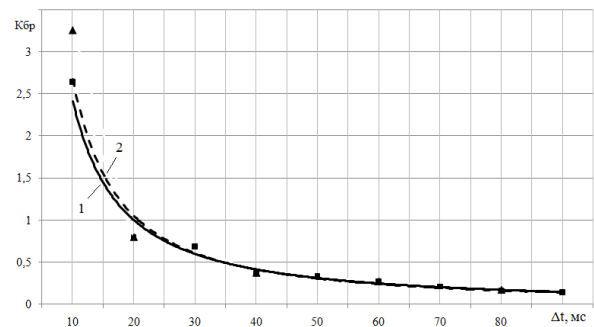


Рис. 2. Зависимость значений коэффициента $K_{\text{бр}}$ при ДПОЗЗ в кабельных сетях 6–10 кВ с изолированной нейтралью от интервалов времени Δt между повторными пробоями изоляции: 1 – $I_{C\Sigma} = 5$ А; 2 – $I_{C\Sigma} = 30$ А

Из рис. 1 и 2 можно видеть, что при уменьшении кратности перенапряжений $K_{\text{п}}$ уменьшаются и соответствующие им значения коэффициента $K_{\text{бр}}$, при этом в отличие от $K_{\text{п}}$, значения $K_{\text{бр}}$ практически не зависят от суммарного емкостного тока сети $I_{C\Sigma}$. Задавая значение опасной для контролируемой сети кратности перенапряжений $K_{\text{п.макс.доп}}$ из зависимостей рис. 1 и 2 можно определить соответствующее ей значение $K_{\text{бр}} = K_{\text{бр.мин}}$.

Известно, что наиболее слабыми по запасам изоляционной прочности элементами кабельных сетей напряжением 6–10 кВ являются электрические машины

(электродвигатели и генераторы), изоляция которых при высоковольтных испытаниях, в соответствии с существующими нормами [9], должна проверяться напряжением $U_{исп} \approx 2,9U_{ф.н.}$. Известно также, что применяемые для защиты кабельных сетей от дуговых перенапряжений ограничители перенапряжений с учетом их технических возможностей и методики выбора их параметров обеспечивают величину остающегося напряжения $U_{ост} \approx (2,7-3)U_{ф.н.}$ [2]. С учетом этого кратности дуговых перенапряжений $K_{п} < 2,9...3,0$ можно рассматривать как относительно безопасные для контролируемой сети. Из рис. 1 можно видеть, что опасные для сети перенапряжения с кратностью $K_{п, макс. доп} \geq 3$ возникают при $\Delta t \leq \sim 60$ мс. Поэтому такие дуговые ОЗЗ следует рассматривать как опасные ДПОЗЗ, при которых ТЗНП должна срабатывать. Отметим, что значение $\Delta t \leq 60$ мс достаточно хорошо коррелируется с экспериментальными данными, полученными в реальных кабельных сетях 6–10 кВ [14].

Принимая, что опасные для сети перенапряжения могут возникать при значениях $\Delta t_{мин} \leq 60$ мс, из зависимости по рис. 2 можно получить $K_{бр, мин} \approx 0,25...0,3$.

Полученные рассмотренным способом значения $K_{бр, мин}$ позволяют более точно оценить по выражениям (3) и (5) реальную эффективность функционирования и область возможного применения цифровых исполнений ТЗНП на объектах распределительных кабельных сетей 6–10 кВ, работающих с изолированной нейтралью.

V. ВЫВОДЫ

1. Предложен подход к оценке чувствительности максимальных токовых защит от замыканий на землю кабельных сетей 6–10 кВ с изолированной нейтралью не только при устойчивых, но и при наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ.

2. На основе исследований на имитационных моделях показано, что для защиты кабельных сетей 6–10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, от опасных перенапряжений при дуговых ОЗЗ ТЗНП должна обеспечивать требуемую чувствительность при внутренних дуговых прерывистых ОЗЗ с интервалами времени между повторными пробоями изоляции $\Delta t \leq 50...60$ мс, которым соответствуют значения коэффициента $K_{бр, мин} \approx 0,25...0,3$.

3. Полученные на основе исследований на имитационных моделях кабельных сетей 6–10 кВ значения

коэффициента $K_{бр, мин}$ позволяют оценить чувствительность ТЗНП не только при устойчивых, но и при дуговых перемежающихся замыканиях на землю.

Список литературы

- [1] Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971. – 208 с.
- [2] Халилов Ф.Х. Защита сетей 6–35 кВ от перенапряжений / Ф.Х. Халилов, Г.А. Евдокунин, В.С. Поляков и др.; под ред. Ф.Х. Халилова, Г.А. Евдокунина, А.И. Таджикибаева. – СПб.: Энергоатомиздат, 2002. – 268 с.
- [3] Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
- [4] Шуин В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. – М.: НТФ «Энергопрогресс»; «Энергетик», 2001. – 104 с.
- [5] Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6–10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию / В.А. Борухман // Энергетик. – 2000. – № 1. – С. 20–22.
- [6] Аль-Хомиди М.С. Выбор воздействующей величины цифровых токовых защит от однофазных замыканий на землю в кабельных сетях среднего напряжения / М.С. Аль-Хомиди, О.А. Добрягина, Т.Ю. Шадрикова, В.А. Шуин // Вестник ИГЭУ. – 2015. – Вып. 2. – С. 21–29.
- [7] Petersen W. Der aussetzende (intermittierende) Erdschluss. – ETZ, 1917, Н. 47, 48.
- [8] Александров А.М. Выбор уставок срабатывания асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ / А.М. Александров. – СПб.: ПЭИПК, 2004. – 80 с.
- [9] Дударев Л.Е. Дуговые замыкания на землю в кабельных сетях / Л.Е. Дударев, С.И. Запорожченко, Н.М. Лукьянцев // Электрические станции. – 1971. – № 8. – С. 64–66.
- [10] Шалыт, Г.М. Повышение эффективности профилактики изоляции в кабельных сетях // Труды ВНИИЭ. Вып. 8. – М.: Госэнергоиздат, 1959. – С. 77–97.
- [11] Peters J.F., Slepian J. Voltage Induced by Aреign Grounds. Tr. AIEE, 1928, Apr., p. 478.
- [12] Беляков Н.Н. Исследование перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сетях 6 и 10 кВ с изолированной нейтралью / Н.Н. Беляков // Электричество. – 1957. – № 5. – С. 31–36.
- [13] Шуцкий В.И. Защитное шунтирование однофазных повреждений электроустановок / В.И. Шуцкий, В.О. Жидков, Ю.Н. Ильин. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 208 с.

Исследование влияния переходных процессов в электроэнергетических системах на функционирование дифференциальной защиты трансформатора, основанной на времяимпульсном принципе

М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А.О. Сулайманов, А.С. Гусев
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
Томск, Россия
andreevmv@tpu.ru

Поскольку подавляющее большинство оборудования электроэнергетических систем (ЭЭС) представляет собой динамические элементы, любая энергосистема образует большую, многопараметрическую, жесткую, нелинейную, динамическую систему. Исследование, проектирование и эксплуатация ЭЭС представляет собой крайне сложную задачу в значительной мере из-за трудностей определения влияния спектра переходных процессов на функционирование релейной защиты (РЗ) и связанных с этим последствий для условий работы оборудования и ЭЭС в целом. Сказанное подтверждается обобщенной статистикой аварийности в мировой электроэнергетике, согласно которой примерно 25 % тяжелых аварий являются следствием неправильных действий РЗ и противоаварийной автоматики. По мере развития средств моделирования ЭЭС появилась возможность более глубокого, полного и достоверного исследования обозначенной проблемы. Данная статья посвящена решению этой задачи применительно к дифференциальной защите трансформатора (ДЗТ), основанной на времяимпульсном принципе, – ДЗТ-21/ДЗТ-23. Ввиду ограниченности объема представлены лишь некоторые фрагменты результатов исследований влияния переходных процессов в ЭЭС на функционирование ДЗТ-21, проведенные с применением её математической модели, учитывающей особенности конкретных реализаций защит и процессы в измерительных трансформаторах тока, подтвердившие существование названной проблемы, а также эффективность использования адекватных математических моделей для её решения. Представленные фрагменты являются частью единого проекта, направленного на решение проблемы применительно ко всем РЗ.

Ключевые слова: дифференциальная защита трансформатора, времяимпульсный принцип, переходные процессы, электроэнергетические системы, адекватность.

Study of influence of transients in electric power systems at operation of transformers differential protection based on impulse-time principle

M.V. Andreev, Yu.S. Borovikov, A.O. Sulaymanov, A.S. Gusev
National Research Tomsk Polytechnic University
Tomsk, Russian Federation
andreevmv@tpu.ru

Since the vast majority of equipment of electric power systems (EPS) are dynamic elements, any power system forms a large, multi-parameter, stiff, non-linear and dynamic system. Research, design and exploitation of EPSs are extremely difficult tasks. This is largely due to the difficulties in determining the influence of the spectrum of transients in EPS at functioning relay protection (RP) and the related influence at operating conditions of the equipment and the EPS as a whole. This is confirmed by the generalized statistics of accidents in the global electric power industry, according to which about 25% of severe accidents are the result of incorrect actions of RP and emergency automation (EA). Development of means of modeling EPSs makes possible complete research of the mentioned problem. The paper focused on the solution of the problem for the transformer differential protection (TDP), based on the impulse-time principle – DZT-21/DZT-23. The fragments of research results of influence of transient in the EPS at the functioning DZT-21 are presented in the paper. These studies are conducted by using a mathematical model of protection that takes into account the specific implementations and processes in current transformers. Studies have confirmed the existence of the mentioned problem and the effectiveness of the usage of the appropriate mathematical models for its solution. The presented fragments are a part of a single project aimed at the problem's solution for all the RPs devices.

Keywords: transformer differential protection, impulse-time principle, transients, electric power systems, adequacy.

1. ВВЕДЕНИЕ

В силу единства, непрерывности и параллельности генерации, распределения и потребления электроэнергии все участвующее в данном процессе оборудование: первичные

двигатели, генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, разнообразные электропотребители и множество другого основного и вспомогательного оборудования, в том числе устройства релейной защиты (РЗ), –

постоянно связано между собой в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы.

Поскольку подавляющее большинство этого оборудования представляет собой динамические элементы, к тому же преимущественно нелинейные и с весьма значительным диапазоном постоянных времени (>1000), любая современная электроэнергетическая система (ЭЭС) образует большую, многопараметрическую, жесткую, нелинейную, динамическую систему. Исследование, проектирование и эксплуатация таких систем представляет собой крайне сложную задачу в значительной мере из-за трудностей определения влияния спектра переходных процессов на функционирование РЗ и связанных с этим последствий для условий работы оборудования и ЭЭС в целом. Согласно обобщенной статистике аварийности в мировой электроэнергетике, примерно 25 % [1] тяжелых аварий является следствием неправильных действий РЗ и противоаварийной автоматики (ПА), которые в 50 – 70 % случаев приводят к развитию аварийных ситуаций в тяжелые системные аварии.

По мере развития средств моделирования ЭЭС и особенно в результате создания в Энергетическом институте Томского политехнического университета Всережимного моделирующего комплекса реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС) [2], являющегося в данном случае источником первичной информации о процессах в ЭЭС, появилась возможность более глубокого, полного и достоверного исследования обозначенной проблемы, выявления факторов её существования и разработки на основе результатов этих исследований концепции решения данной проблемы, позволяющей создать методику адекватной всережимной настройки РЗ.

II. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

A. Моделирование релейной защиты

Математическое моделирование на сегодняшний день является единственным способом получения информации по всему спектру процессов и режимов в ЭЭС. В зависимости от конкретных задач используются модели основного и вспомогательного оборудования энергосистем, в том числе РЗ, различной детализации. В большинстве проектов, посвященных оценке устойчивости ЭЭС, модели защиты и автоматики упрощенно воспроизводят лишь основные функции, например сравнение с уставкой, отсчет времени и формирование команды для коммутационных аппаратов. Однако существуют и другие подходы к моделированию РЗ.

- Подробное воспроизведение физических процессов в РЗ с использованием системы дифференциально-алгебраических уравнений [3]. Такой подход применяется преимущественно для изучения электромеханических и электронных защит. Его главным недостатком, по мнению авторов, является неучет измерительных преобразователей (ИП), которые в значительной степени определяют характер обозначенных процессов.
- Подробное воспроизведение алгоритмов функционирования РЗ [4]. Этот подход наиболее популярен в настоящее время ввиду того, что исследователи сосредоточились на моделировании

цифровых РЗ (ЦРЗ), активно вытесняющих другие элементные базы. Здесь опять же существуют разные подходы к построению таких моделей. В некоторых случаях ограничиваются исключительно цифровой частью ЦРЗ, реализующей алгоритм её работы, в других учитывают измерительно-преобразовательную часть, включающую первичные и промежуточные ИП, а также частотные фильтры в виде динамических моделей, имеющих опять же различную степень детализации. Сложность реализации полноценных моделей конкретных ЦРЗ заключается в недоступности в большинстве случаев информации об их реализациях, в результате чего приходится ограничиваться данными руководящих указаний производителей.

Исходя из проведенного авторами анализа, кратко представленного выше, следует тот факт, что в подавляющем большинстве работ по моделированию ЭЭС модели РЗ не реализуются должным образом – с учетом всех ключевых программно-аппаратных особенностей конкретных реализаций и процессов в первичных и промежуточных ИП, что, в конечном счете, снижает адекватность совокупной модели ЭЭС и воспроизводимых ею процессов.

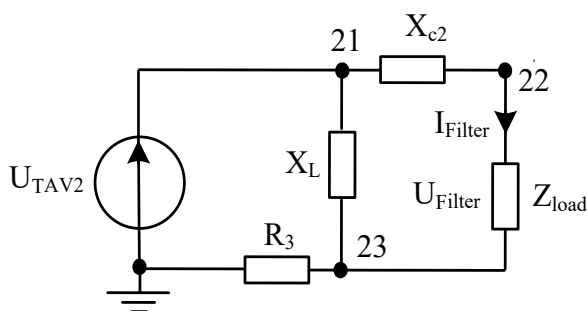
Предлагаемый авторами и отраженный в ряде работ [5] подход направлен на создание универсальных всережимных математических моделей РЗ, учитывающих названные особенности и процессы. Подобные модели могут быть использованы для решения следующих научно-практических задач.

- Исследование влияния спектра переходных процессов в электроэнергетических системах на функционирование релейной защиты и выявление определенных закономерностей и теорий.
- Достоверный анализ и выявление причин неправильных действий защит, связанных с функционированием элементов и их совокупностей в конкретных РЗ, разработка рекомендации по их модернизации или модификации.
- Проверка и адекватная настройка РЗ для конкретных условий их функционирования в ЭЭС.

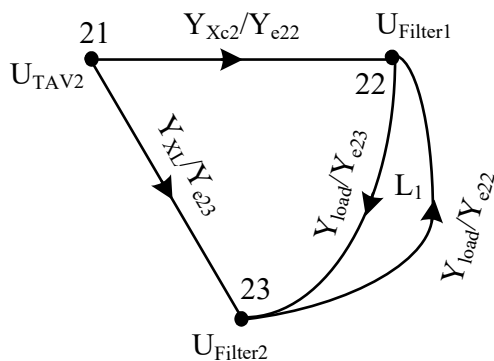
В рамках данной статьи представлены фрагменты результатов исследований указанной выше проблемы на примере дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ), основанной на времяимпульсном принципе, – ДЗТ-21/ДЗТ-23.

B. Математическая модель ДЗТ-21/ДЗТ-23

На основе подхода, указание на который есть в предыдущем подразделе, создана универсальная всережимная математическая модель ДЗТ-21/ДЗТ-23. Под всережимной здесь и далее понимается единая модель, функционирующая на всем спектре нормальных и аномальных режимов работы ЭЭС. Ввиду ограниченности объема статьи ниже представлен фрагмент модели – фильтра второй гармоники (ФВГ) ДЗТ: схема замещения (рис. 1, а), направленный граф (рис. 1, б) на основе схемы замещения, передаточная функция (1) и дифференциальное уравнение (2).



а



б

Рис. 1. Схема замещения (а) и граф (б) фильтра второй гармоники: U_{TAV2} – напряжения на выходе трансреактора; Z_{load} – сопротивление нагрузки; U_{Filter} , I_{Filter} – напряжение и ток на выходе фильтра; X_L – индуктивное сопротивление

Передаточная функция:

$$W_{Filter}(p) = \frac{U_{Filter}(p)}{U_{TAV2}(p)} = \frac{Y_{Xc2} + \frac{Y_{XL}}{Y_{e23}} \cdot \frac{Y_{Load}}{Y_{e22}} - \frac{Y_{XL}}{Y_{e23}} - \frac{Y_{Xc2}}{Y_{e22}} \cdot \frac{Y_{Load}}{Y_{e23}}}{1 - L_1} = \frac{K_1 \cdot p^3 + K_2 \cdot p^2}{K_3 \cdot p^3 + K_4 \cdot p^2 + K_5 \cdot p + K_6}, \quad (1)$$

где $K_1, K_2, K_3, K_4, K_5, K_6$ – коэффициенты, определяемые RLC-параметрами схемы ФВГ ДЗТ.

Дифференциальное уравнение:

$$\frac{d^3(u_{Filter}(t) \cdot K_3 - u_{TAV2}(t) \cdot K_1)}{dt^3} + \frac{d^2(u_{Filter}(t) \cdot K_4 - u_{TAV2}(t) \cdot K_2)}{dt^2} + \frac{d(u_{Filter}(t) \cdot K_5)}{dt} + u_{Filter}(t) \cdot K_6 = 0. \quad (2)$$

Реализация синтезированной математической модели ДЗТ осуществляется путем трансформации модели, представленной в виде системы дифференциальных уравнений, в программные коды, интегрируемые в программное обеспечение (ПО) ВМК РВ ЭЭС. Реализовывался также другой вариант – в виде автономного ПО, способного загружать информацию

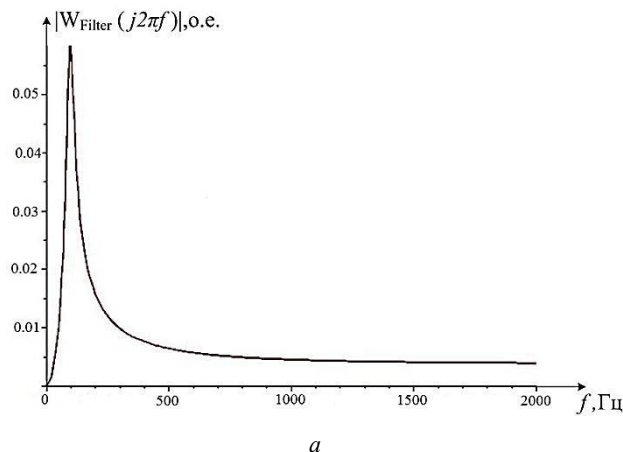
о процессах в ЭЭС. Главное преимущество первого варианта – это возможность в реальном времени отследить реакцию ЭЭС на функционирование РЗ и проанализировать их взаимодействие.

С. Достоверизация математической модели ДЗТ-21/ДЗТ-23

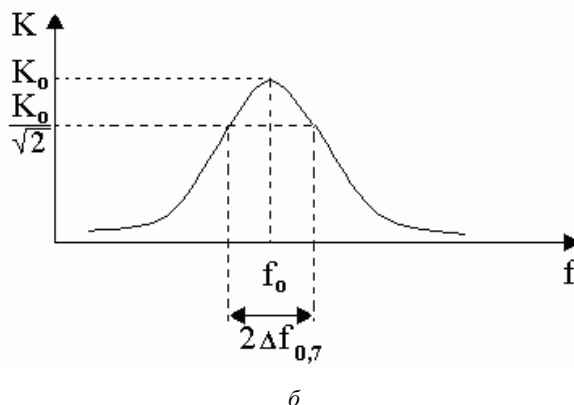
Применяются два основных подхода к достоверизации математических моделей РЗ:

- сравнение результатов функционирования математической модели и реального устройства;
- сравнение полученных характеристик отдельных узлов модели с теоретическими сведениями, доступными в открытых источниках.

Первый подход сложно реализуем ввиду ряда факторов, в частности сложности извлечения информации в конкретных узлах реального устройства, а также отсутствия доступа к оборудованию. Для достоверизации модели ДЗТ-21/ДЗТ-23 использован второй подход. С целью демонстрации ниже представлены результаты сравнения характеристик ФВГ ДЗТ и избирательного фильтра (рис. 2).



а



б

Рис. 2. Амплитудно-частотные характеристики: а – модель ФВГ ДЗТ; б – теоретическая характеристика избирательного фильтра

III. ИССЛЕДОВАНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЗТ-21/ДЗТ-23

Спектр режимов, в которых испытывалась синтезированная модель, включал в себя всевозможные внутренние и внешние короткие замыкания (КЗ), а также

режимы броска тока намагничивания. Ниже представлены фрагменты исследований математической модели ДЗТ-21/ДЗТ-23 (рис. 3–6) при внешнем трехфазном КЗ на шинах 220 кВ (со стороны шин высшего напряжения (ВН) защищаемого автотрансформатора).

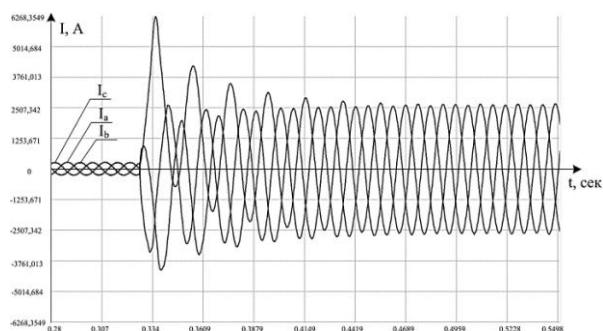


Рис. 3. Осциллограммы фазных первичных токов стороны среднего напряжения (СН) автотрансформатора

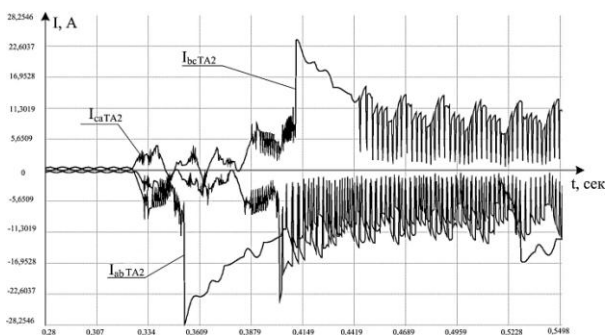


Рис. 4. Осциллограммы линейных токов на выходе измерительных трансформаторов тока на стороне СН

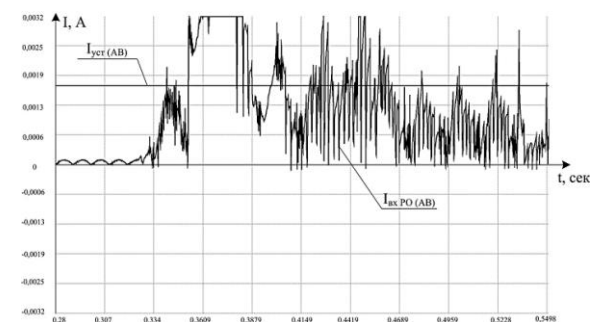


Рис. 5. Осциллограмма тока на входе реагирующего органа комплекта АВ

Согласно приведенным результатам данного исследования, произошло ложное срабатывание комплектов защиты ДЗТ-21, о чем свидетельствует появление единичного сигнала на выходе элемента выдержки времени на срабатывание реагирующего органа.

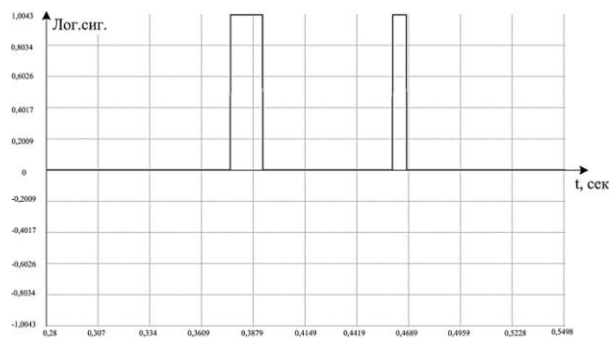


Рис. 6. Осциллограмма сигнала на выходе элемента выдержки времени на срабатывание реагирующего органа комплекта АВ

IV. ВЫВОДЫ

В результате проведенных исследований удалось проанализировать изменения, вносимые конкретными элементами ДЗТ в первичные сигналы, проверить настройку защиты и внести коррективы на основе анализа функционирования модели защиты в различных режимах. Полученные сведения позволили подтвердить факт значительного влияния переходного процесса на функционирование ДЗТ, а также сделать определенные выводы об эффективности времяимпульсного принципа и эффективности работы защиты в целом. Представленные результаты исследований в совокупности с другими, получение которых планируется в ближайшем будущем, лягут в основу концепции решения обозначенной в начале проблемы, позволяющей создать методику адекватной всережимной настройки РЗ.

Список литературы

- [1] Кузьмичев В.А., Коновалова Е.В., Сахаров С.Н., Захаренков А.Ю. Ретроспективный анализ работы устройств РЗА в ЕНЭС // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 01(06). – С. 60–65.
- [2] Гусев А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2008. – № 9.10/1. – С. 164–170.
- [3] Зинченко В.Ф. Нелинейные процессы в реле максимального тока // Электрические станции. – 2003. – № 3. – С. 56–58.
- [4] Ершов Ю.А., Малеев А.В. Моделирование микропроцессорных релейных защит в среде MATLAB // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. – 2010. – Т. 3, № 2. – С. 220–228.
- [5] Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Сулайманов А.О. Средства всережимного моделирования дифференциальных защит трансформаторов в электроэнергетических системах // Известия вузов. Электромеханика. 2015. – № 4. – С. 63–67.

Исследование возможностей программного комплекса PSCAD для адекватного моделирования автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов

А.Б. Аскарлов, Н.Ю. Рубан

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Томск, Россия

solanoichi@mail.ru

Корректная модель синхронного генератора и его системы автоматического регулирования возбуждения имеет существенную роль в моделировании любой электроэнергетической системы – от простейшей одномашинной системы до модели огромного энергорайона. Точные значения параметров моделей генераторов в различных программных комплексах еще более важны. Программное обеспечение PSCAD является одной из новейших и современных платформ, позволяющей производить исследования с наибольшей точностью, однако из-за своей сложности в освоении не находит широкого применения в России. Исследования в экспериментальной части выполнены методом математического моделирования: составлены передаточные функции каналов АРВ. В качестве инструмента моделирования применен программный комплекс PSCAD. Базовой схемой для проведения исследований являлась часть энергорайона Томской области.

Ключевые слова: моделирование электроэнергетической системы, синхронный генератор, автоматический регулятор возбуждения, PSCAD.

Research of PSCAD software system opportunities for adequate modeling of forced control automatic voltage regulators of synchronous generators

Alisher Askarov, Nikolay Ruban

National Research Tomsk Polytechnic University

Tomsk, Russian Federation

solanoichi@mail.ru

The correct model of synchronous generator and automatic voltage regulator system have an important role in the modeling of any power system - from the simplest one-machine system to the model of huge power district. The exact values of the parameters of generator models in different software systems are even more important. Software system PSCAD is one of the newest and most modern platforms allowing to research with maximal accuracy but because of the complexity in learning it is not widely used. Numerical results have been obtained by means of mathematical modeling – the transfer functions of AVR channels – with PSCAD as the software tool for simulations. The basic model for research is the part of the power district of Tomsk region.

Keywords: modeling of the power system, synchronous generator, automatic voltage regulator, PSCAD.

1. ВВЕДЕНИЕ

В основе данной работы лежит исследование автоматических регуляторов возбуждения сильного действия (АРВ СД). Отличительной особенностью АРВ СД является то, что он реагирует на изменение нескольких параметров режима и их производных, имеет большие коэффициенты усиления и высокое быстродействие, а также применяется на генераторах с быстродействующими системами возбуждения – тиристорной и ионной. Для регулирования возбуждения обычно используются следующие параметры: значение и скорость отклонения напряжения; значение и скорость отклонения частоты; скорость изменения тока возбуждения.

Учет значений и первой производной изменения параметров режима позволяет прогнозировать тенденцию протекания процесса и оказывать лучшее воздействие на системы возбуждения в начале изменения режима.

Устройства автоматического регулирования возбуждения предназначены для поддержания напряжения в электрической системе и у электроприемников по заданным характеристикам при нормальной работе электроэнергетической системы; распределения реактивной нагрузки между источниками реактивной мощности по заданному закону; повышения статической и динамической устойчивости электрических систем и демпфирования колебаний в переходных режимах. Все синхронные генераторы должны быть оборудованы устройствами АРВ согласно ПУЭ.

Рассмотрение такой неотъемлемой части генераторов, как АРВ, является важным вопросом в исследовании автоматики энергосистем, так как данный вид устройств применяется на всех электрических станциях Российской Федерации и является обязательным, согласно регламенту, установленному АО «Системным оператором

Единой энергетической системы» (СТО «СО ЕЭС») [1]. Моделирование в программном комплексе PSCAD предоставляет возможность подробного рассмотрения функционирования устройств автоматического регулирования возбуждения и сравнения встроенной модели АРВ зарубежного образца [2] с математической моделью, представленной в отечественной литературе [3].

II. ОПИСАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ АРВ СД

За основу исследования в работе взята математическая модель АРВ СД, приведенная в [3]. Как уже упоминалось ранее, АРВ сильного действия оснащаются генераторы с тиристорной системой возбуждения. Структурная схема модели такого АРВ приведена на рис. 1.

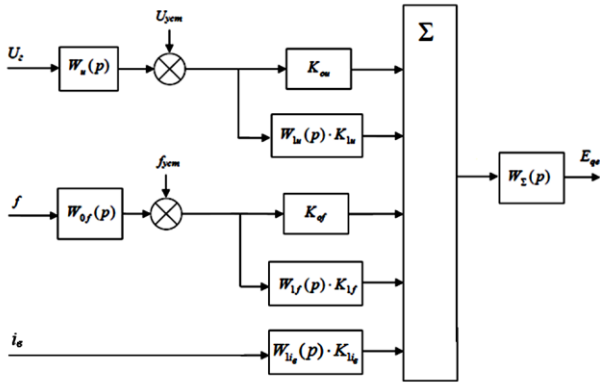


Рис. 1. Структурная схема модели АРВ СД

Эта схема соответствует одной из современных модификаций АРВ сильного действия. Измеряемые сигналы ΔU , $\Delta U'$, Δf , $\Delta f'$ и i'_b усиливаются с коэффициентами k_{0U} , k_{1U} , k_{0f} , k_{1f} и k_{1ib} соответственно и подаются на сумматор с передаточной функцией $W_\Sigma(p)$. В итоге результирующий сигнал АРВ E_{qe} подается на вход возбудителя.

Передаточные функции всех звеньев математической модели такого АРВ СД имеют вид:

$$\begin{aligned}
 W_U(p) &= \frac{1+0,022p}{1+0,05p+0,000447p^2}; & W_{i_b}(p) &= \frac{p}{1+0,0286p}; \\
 W_{of}(p) &= \frac{p}{1+1,196p+0,08512p^2}; \\
 W_{if}(p) &= \frac{p}{1+0,073p+0,001332p^2}; \\
 W_{ib}(p) &= \frac{p}{1+0,064p}; & W_\Sigma(p) &= \frac{1}{1+0,005p}.
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Коэффициенты усиления каждого из звеньев соответственно равны:

$$k_{0U} = 50; \quad k_{1U} = 5; \quad k_{0f} = 2; \quad k_{1f} = 5; \quad k_{1i_b} = 5. \tag{2}$$

Также в работе использованы блоки независимой тиристорной системы возбуждения (ST1A) и системного стабилизатора (PSS1A & DEC1A), встроенные в программный комплекс PSCAD и представленные в нем своими математическими моделями, соответствующими стандартам IEEE [2, 4], так как зарубежная модель АРВ из библиотеки PSCAD не содержит каналов по частоте, а для возможности

сравнения моделей отечественного и зарубежного образца требуются одни и те же контролируемые величины, поэтому помимо АРВ необходимо использовать и данный вид устройств.

Итоговые модели отечественного и зарубежного АРВ СД, собранные в программном комплексе PSCAD, приведены на рис. 2 и 3.

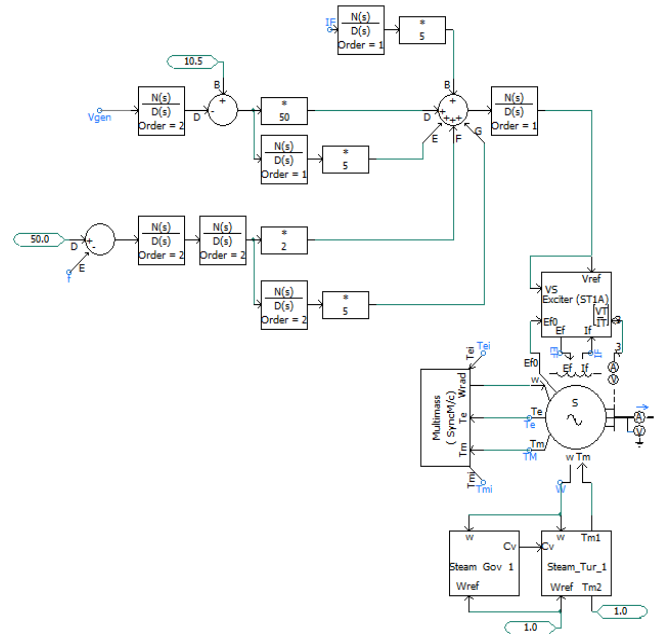


Рис. 2. Модель отечественного АРВ СД

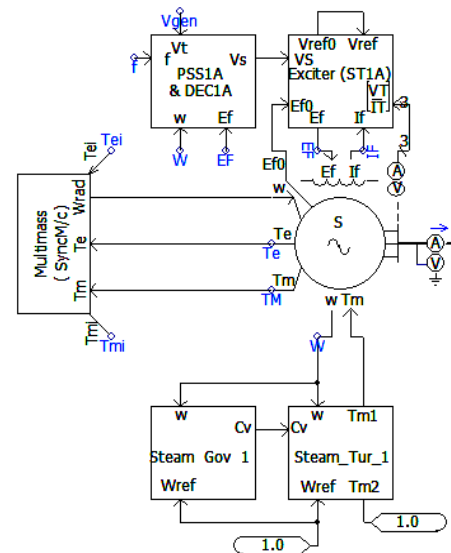


Рис. 3. Модель АРВ СД зарубежного образца, основанная на блоках программы PSCAD

III. ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ МОДЕЛЕЙ АРВ СД

Базовой схемой для проведения исследований являлась часть энергорайона Томской области. В качестве исходной информации о нагрузках и вырабатываемой генераторами мощности использованы данные из модели энергосистемы Томской области, реализованной на базе «Информационно-телекоммуникационной системы поддержки принятия решений диспетчерским персоналом

электроэнергетических систем» [5]. В качестве моделируемого генератора с установленным АРВ СД как отечественного, так и зарубежного образца, использовался генератор, расположенный на ТЭЦ-3. За шины бесконечной мощности (ШБМ) принята ПС «Ново-Анжерская-500».

Проверка корректной работы АРВ сильного действия синхронных генераторов, собранных в программе PSCAD, осуществляется в соответствии с регламентированными СТО «СО ЕЭС» [1] тестовыми испытаниями. В данной работе проверка произведена путем реализации следующих возмущений:

- однофазного короткого замыкания (длительностью 0,03 с) на шинах электрической станции, где установлен испытуемый генератор, – ТЭЦ-3, шины 110 кВ;
- двухфазного короткого замыкания (длительностью 0,5 с) вблизи шин электрической станции, где установлен испытуемый генератор и неуспешное АПВ одной из линий, соединяющих «ТЭЦ-3» и другую подстанцию, приводящее к нарушению динамической устойчивости.

А. Первое тестовое возмущение

При проведении первого эксперимента время затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе должно снижаться по сравнению со временем и амплитудой затухания при выведенных каналах стабилизации или отключенном системном стабилизаторе. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора показан на рис. 4, согласно [1].

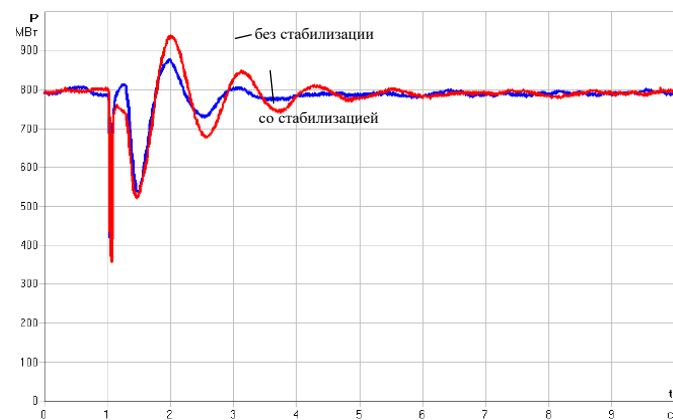


Рис. 4. Пример корректной работы каналов стабилизации

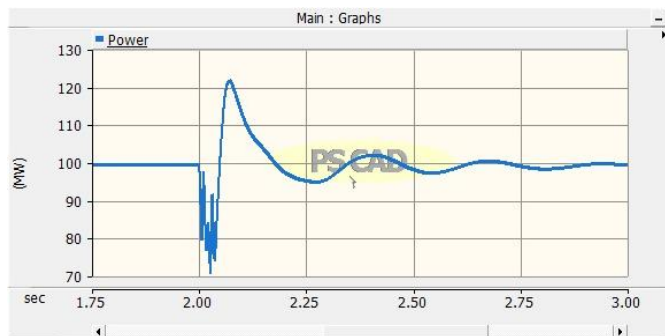


Рис. 5. Осциллограмма колебаний мощности без каналов стабилизации

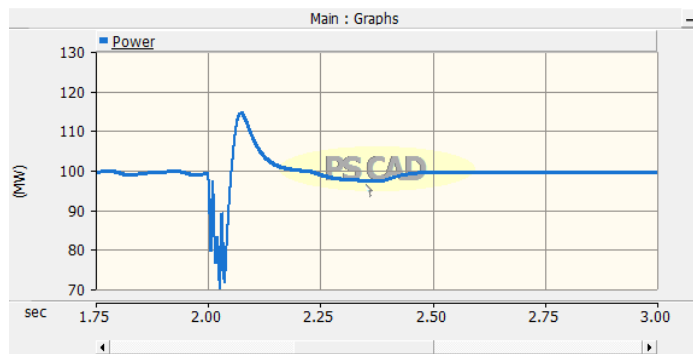


Рис. 6. Осциллограмма колебаний мощности при отечественном АРВ СД

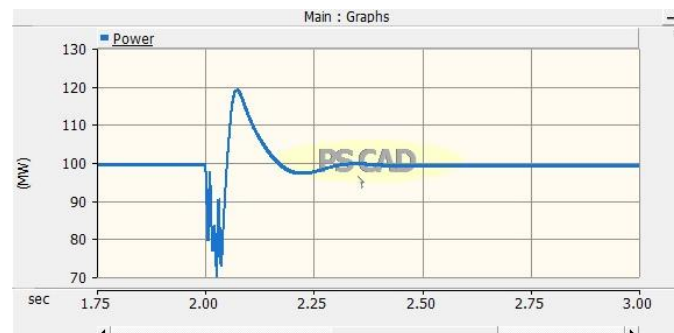


Рис. 7. Осциллограмма колебаний мощности при зарубежном АРВ СД

Из полученных осциллограмм на рис. 5 – 7 видно, что при наличии канала стабилизации или включенном системном стабилизаторе возникшие колебания при однофазном коротком замыкании на шинах 110 кВ ТЭЦ-3 затухают быстрее (через $\approx 0,5$ с) после отключения КЗ, чем при их отсутствии.

В. Второе тестовое возмущение

Во втором эксперименте проверяется корректность работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным, при нормативных аварийных возмущениях. При этом рассматривается работа АРВ сильного действия синхронного генератора при нарушении динамической устойчивости. Ввод релейной форсировки возбуждения должен осуществляться без временной задержки при снижении напряжения на статоре генератора ниже 85 % от текущего значения. Критерием корректности работы АРВ сильного действия синхронного генератора является обеспечение поддержания потолочного значения напряжения возбуждения генератора вплоть до нарушения динамической устойчивости или до восстановления напряжения.

По полученным осциллограммам (рис. 8, 9) можно сказать, что в обоих случаях системы АРВ осуществляют форсировку возбуждения синхронного генератора для поддержания номинального напряжения на выводах генератора, однако из-за возникшего небаланса мощностей напряжение несколько уменьшается. Также есть различия в величинах тока и напряжения возбуждения, что связано с разными вводимыми ограничениями по данным величинам: отечественная модель осуществляет кратковременное двукратное увеличение тока возбуждения и максимальное увеличение напряжения до $2U_{f*}$; в то время как зарубежная модель имеет ограничения до $6,4U_{f*}$ и не имеет ограничения по току возбуждения.

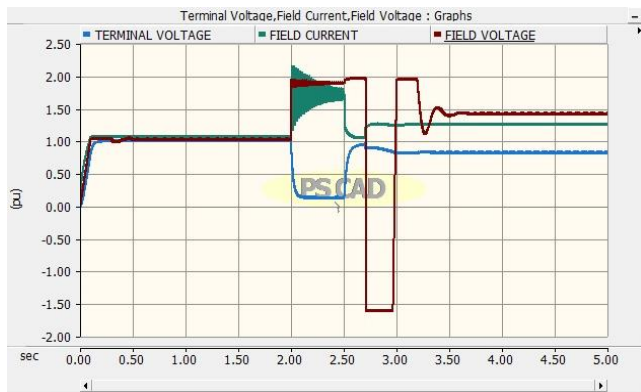


Рис. 8. Осциллограмма работы отечественного АРВ СД при нарушении динамической устойчивости

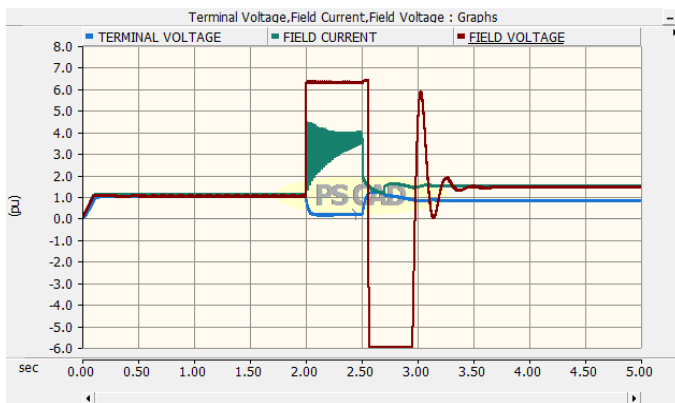


Рис. 9. Осциллограмма работы зарубежного АРВ СД при нарушении динамической устойчивости

По полученным осциллограммам (рис. 8, 9) можно сказать, что в обоих случаях системы АРВ осуществляют форсировку возбуждения синхронного генератора для поддержания номинального напряжения на выводах генератора, однако из-за возникшего небаланса мощностей напряжение несколько уменьшается. Также есть различия в величинах тока и напряжения возбуждения, что связано с разными вводимыми ограничениями по данным величинам: отечественная модель осуществляет кратковременное двукратное увеличение тока возбуждения и максимальное увеличение напряжения до $2U_{f*}$; в то время как зарубежная модель имеет ограничения до $6,4U_{f*}$ и не имеет ограничения по току возбуждения.

IV. АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ

Как результат работы, в программном комплексе PSCAD реализована адекватная модель АРВ СД синхронных генераторов. Рассмотрено влияние параметров регулятора на работу генератора при возникновении возмущающих воздействий. Выявлены различия в системах

АРВ СД отечественной и зарубежной разработок, одно из главных отличий заключается в кратностях тока и напряжения возбуждения при работе АРВ, при этом обе модели обеспечивают поддержание номинального напряжения на выводах генератора и работают корректно, согласно заданным параметрам. Вторым немаловажным отличием является реализация данной автоматики: модель отечественного производства сразу содержит в себе каналы для анализа изменения частоты в энергосистеме, что позволяет легче создать модель АРВ СД, в то время как при работе с зарубежным аналогом необходимо использовать дополнительный блок в виде системного стабилизатора PSS для обеспечения алгоритма работы АРВ сильного действия, что приводит к дополнительному усложнению схемы, увеличению погрешностей анализа развития аварий и уменьшению быстродействия.

Данная работа способствовала закреплению и приобретению практических навыков настройки режимной автоматики. Синтезированная модель позволяет достаточно точно проанализировать работу АРВ СД, что является особенно актуальным в связи с появлением новых устройств в энергосистеме, таких как flexible alternating current transmission systems (FACTS), high-voltage direct current (HVDC) devices и др., способных оказывать влияние на параметры энергосистемы в целом. Использование программы PSCAD позволяет осуществлять детальное моделирование элементов энергосистемы, включая автоматические регуляторы возбуждения, что, в свою очередь, позволяет своевременно выявлять ошибки при проектировании новых объектов электрической сети и принимать меры по их устранению.

Список литературы

- [1] СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов. – М.: Изд-во стандартов, 2012. – 67 с.
- [2] IEEE Std 421.5-2005. Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. – Approved: 25 October 2005 IEEE-SA Standards Board.
- [3] Веников В.А., Зуев Э., Портной М.Г. Электрические системы: Управление переходными режимами электроэнергетических систем: учебник. – М.: Высш. школа, 1982. – 247 с.
- [4] Anders Hammer. Analysis of IEEE Power System Stabilizer Models. Norwegian University of Science and Technology, 2011.
- [5] Mikhail Andreev, Almaz Sulaymanov, Alexey Suvorov. Decision support system for dispatching personnel of intelligent electric power systems // MATEC Web of Conferences 37, 01017 (2015) DOI: <http://dx.doi.org/10.1051/mateconf/20153701001>.

Моделирование витковых замыканий в обмотках силового трансформатора

А.Б. Атнишкин, М.Ю. Широкин
ООО «ИЦ «Бреслер»
Чебоксары, Россия
atnishkin_ab@ic-bresler.ru

Витковые замыкания в обмотках силового трансформатора являются частой причиной серьезных внутренних повреждений в трансформаторе. Традиционные защиты, основанные на измерении электрических величин, имеют низкую чувствительность к данному виду повреждений, поэтому основной защитой от витковых замыканий принято считать газовую защиту. В работе рассматриваются причины недостаточной чувствительности традиционных защит.

Ключевые слова: витковые замыкания, силовой трансформатор, моделирование, релейная защита, электромагнитное поле.

Turn-to-turn faults modelling in the windings of power transformer

Aleksandr Atnishkin, Maksim Shirokin
LLC "Research Center "Bresler"
Cheboksary, Russian Federation
atnishkin_ab@ic-bresler.ru

Turn-to-turn faults in the windings of the power transformer are common cause of serious internal damage in transformer. Traditional protection based on measurement of electrical quantities, have a low sensitivity to this type of damage, so the main protection against turn-to-turn faults is considered to be a Buchholz relay. The paper discusses the reasons for the lack of sensitivity of the traditional protections.

Keywords: turn-to-turn faults, power transformer, modelling, relay protection, electromagnetic field.

I. ВВЕДЕНИЕ

Витковые замыкания в обмотках силового трансформатора составляют значительную часть внутренних повреждений. Развитие виткового замыкания приводит к более серьезным повреждениям, ввиду того, что существующие защиты, основанные на измерении электрических величин, не обладают должной чувствительностью. Существующая проблема определяет интерес к моделированию данного режима, выявлению причин недостаточной чувствительности традиционных алгоритмов защит.

В данной работе исследована работа дифференциальной токовой защиты трансформатора при витковых замыканиях. Дифференциальная защита является основной защитой трансформатора от всех видов внутренних повреждений. Дифференциальный принцип выполнения защит известен с конца 19 в. и с интенсивной разработкой и внедрением микропроцессорных устройств защиты по-прежнему широко используется.

II. МОДЕЛИРОВАНИЕ

Разработана модель силового трансформатора ТДН-63000/110 с группой соединения обмоток Y/Δ – 11 с возможностью проведения витковых замыканий. Подробное описание модели приведено в [1]. Для определения параметров модели трансформатора использовались паспортные данные.

Параметры электроэнергетической системы: $E_c = 115$ кВ, $x_c^{(1)} = 3,3$ Ом, $r_c^{(1)} = 0,6$ Ом, $x_c^{(0)} = 3,3$ Ом, $r_c^{(0)} = 0,6$ Ом, $S_{\text{нр}} = 63$ МВА, $\cos \varphi = 0,85$.

Витковые замыкания через переходное сопротивление $R_f = 0,15$ Ом производились в обмотках фазы B трансформатора стороны ВН «звезды» и НН «треугольника».

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

На рис. 1 и 2 представлены действующие значения токов фаз сторон ВН и НН при витковых замыканиях в фазе B стороны ВН в зависимости от числа замкнувшихся витков обмотки.

С питающей стороны ВН происходит увеличение фазных токов, в поврежденной фазе B – наиболее значительное. Однако замкнувшиеся витки при этом обтекаются токами, в десятки раз превышающими номинальное значение, что является опасным с точки зрения термической стойкости проводника и ведет к дальнейшему ускоренному разрушению изоляции. Со стороны «треугольника» наблюдается незначительное снижение токов в фазах A и B при неизменном значении в фазе C . Таким образом, значительная несимметрия токов наблюдается только на питающей стороне.

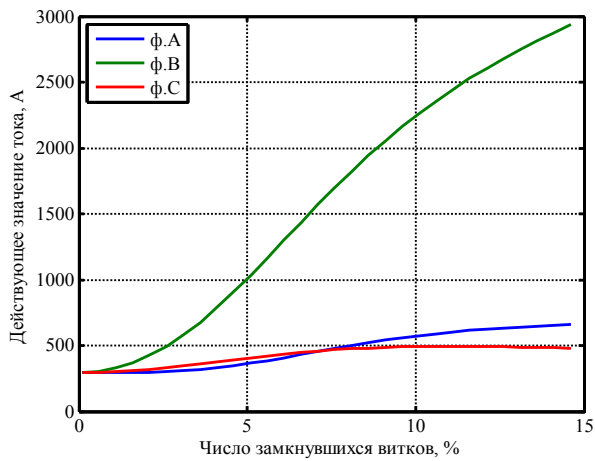


Рис. 1. Фазные токи стороны ВН

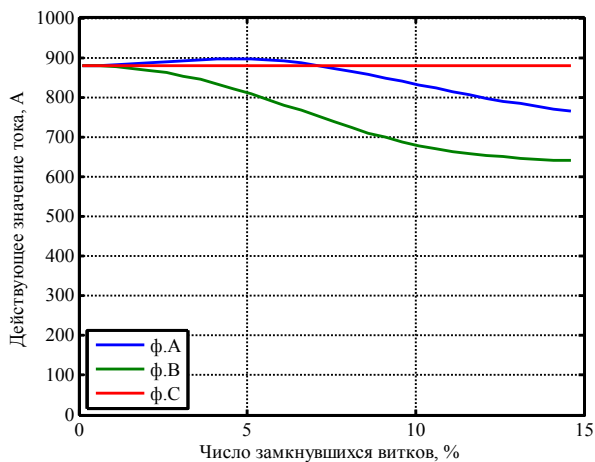


Рис. 2. Фазные токи стороны НН

На рис. 3 представлены дифференциальные токи фаз и ток срабатывания дифференциальной защиты трансформатора в зависимости от числа замкнувшихся витков при витковом замыкании в фазе *B* стороны НН трансформатора. С увеличением числа замкнувшихся витков увеличивается ток срабатывания защиты в результате торможения. Срабатывание дифференциального органа происходит в поврежденной фазе *B* только при 4 % замкнувшихся витков, что подтверждает нечувствительность данной защиты к витковым замыканиям с малым числом замкнувшихся витков.

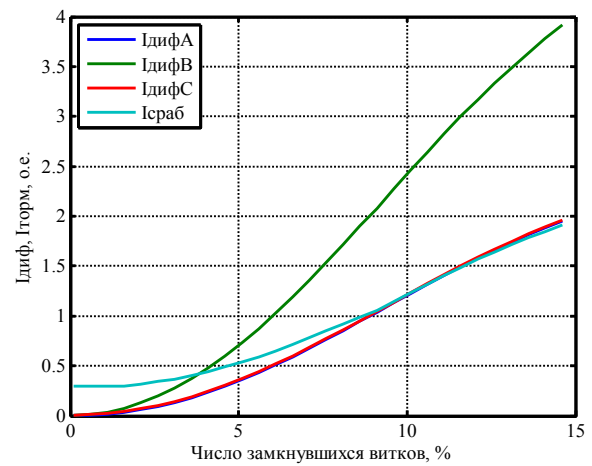


Рис. 3. Работа дифференциальной защиты трансформатора

Минимальное распознаваемое защитой число замкнувшихся витков зависит, прежде всего, от переходного сопротивления в месте повреждения, а также от параметров системы, трансформатора и схемы соединения его обмоток.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Особенностью витковых замыканий является тот факт, что, несмотря на большие токи в замкнувшихся витках, токи на выводах трансформатора, измеряемые и используемые в защитах, изменяются в значительно меньшей степени. Отсюда следует недостаточная чувствительность традиционных защит к данному виду повреждения. Существует необходимость дальнейших исследований для создания алгоритма защиты от витковых замыканий в обмотках трансформатора с малым числом замкнувшихся витков.

Список литературы

- [1] Bastard P. A Transformer Model for Winding Fault Studies / P. Bastard, P. Bertrand, M. Meunier // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1994. – Vol. 9, Issue 2. – P. 690 – 699.
- [2] Gajic Z. Differential protection for arbitrary three-phase power transformers: Doctoral Dissertation. – Lund University, 2008.
- [3] Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
- [4] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007.

Прецизионный датчик для измерения малых токов в схемах контроля изоляции на землю цепей постоянного оперативного тока

Е.А. Балукова, А.С. Ведерников, М.О. Скрипачев, А.С. Вахромов
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
vedernikovas@rambler.ru

Тепловые электрические станции и крупные подстанции содержат цепи постоянного оперативного тока, представляющие собой систему изолированных относительно земли проводников и находящихся под разностью потенциалов 220 В относительно друг друга. Сопротивление изоляции на землю не должно быть меньше 100 кОм на полюс. Наиболее частым повреждением является снижение изоляции на землю одного из полюсов присоединений щита. В щитах постоянного тока должна предусматриваться система автоматизированного контроля изоляции присоединений на землю. Нормы требуют ограничение налагаемого на щит тока от внешнего опорного источника величиной 2 мА. Предлагается модель компенсационного датчика тока, способного измерять малые величины переменного тока с малыми угловыми погрешностями. На основании предложенной модели были изготовлены действующие экземпляры устройств, проведены испытания датчиков тока в действующем щите постоянного тока, позволившие в широком диапазоне изменения сопротивления утечки на землю устойчиво определять поврежденное присоединение совместно с цифровой системой контроля. Устройство устойчиво функционировало в широком диапазоне изменения сопротивления утечки на землю одного из полюсов как в одном, так и в нескольких присоединениях щита.

Ключевые слова: щит постоянного оперативного тока, переменная составляющая потенциала шин, математическая модель датчика тока, контроль изоляции.

Precision sensor for measuring small currents in the control insulation to the earth scheme in the DC control circuits

E.A. Balukova, A.S. Vedernikov, M.O. Skripachev, A.S. Vahromov
Samara State Power Technical University
Samara, Russian Federation
vedernikovas@rambler.ru

Thermal power stations and major substations include direct current control circuits, which are the system of insulated conductors relative to the ground under a potential difference of 220 V relative to each other. The insulation resistance to the ground shall not be less than 100 kΩ on the pole. The most frequent damage is to reduce the isolation to the ground one of the poles of the electrical panel's connections. Into the direct current panels is system for the automated isolation control connections to the ground should provide. Regulations require the limitation of current applied to the panel from an external reference source in 2 mA. Model of current sensor of the compensation type is proposed, capable of measuring low values of alternating current with small angular errors. On the basis of the proposed model existing copies of the devices were made, current sensors at the operating DC panel were tested, which allow steadily identify the faulty annexation in conjunction with a digital control system in a wide range of change of ground leakage resistance. The device is stably operated in a wide range of changes in ground leakage resistance to the ground one of the poles as in the one or a few accessions of the panel.

Keywords: operation direct current panel, the variable component of the buslines potential mathematical model of the current sensor, insulation control.

I. ВВЕДЕНИЕ

На передвижных и стационарных объектах транспорта и энергетики применяются системы постоянного тока. Питание таких систем осуществляется от аккумуляторных батарей большой емкости. Такие системы состоят из двух проводников, изолированных друг от друга и от земли. Снижение изоляции полюсов на землю может привести к возникновению дуги, тяжелым повреждениям электрооборудования.

II. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

Наиболее частым повреждением систем постоянного тока является снижение изоляции на землю одного из полюсов. Такой вид повреждения не сопровождается аварийными токами и является сложным для обнаружения места возникновения. Поиск повреждений осуществляется путем секционирования сети и поочередным отключением отдельных участков [1]. Этот способ поиска приводит к перерыву питания потребителей, а в отдельных случаях перерыв питания недопустим.

III. ЦЕЛИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

Авторами был разработан способ определения участков сети с пониженным на землю сопротивлением изоляции без отключения потребителей, который описан в [2].

В указанном методе контроль изоляции осуществляется за счет наложения на сеть внешнего переменного напряжения. Токи, инжектируемые от внешнего источника в контролируемую сеть, не должны превышать 2 мА, чтобы не вызвать ложную работу аппаратуры, питающейся от сети постоянного тока.

Для точной работы системы контроля изоляции на землю необходим прецизионный датчик тока, способный измерять малые переменные токи с минимальными фазными и амплитудными погрешностями.

Особенностью датчика тока является то, что он должен быть разъемным. Второй особенностью является то, что магнитный поток, порожденный первичной обмоткой, имеет малую величину и малое значение производной по времени. Величина вторичной ЭДС также будет мала, и величины вторичного тока не хватит, чтобы компенсировать магнитный поток, порожденный первичной обмоткой.

Решением этой проблемы является применение компенсирующей обмотки, проходящей параллельно первичной (рис. 1). На рис. 1 представлена конструкция, а на рис. 2 – функциональная схема прецизионного датчика тока.

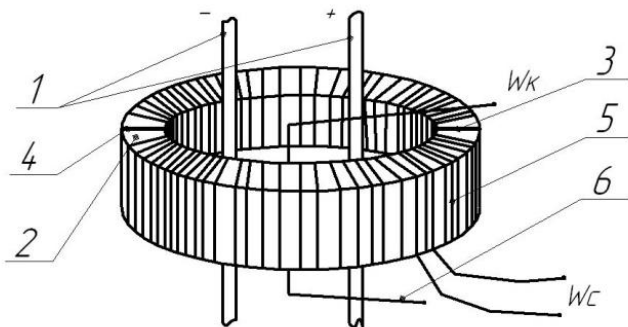


Рис. 1. Конструкция датчика тока: 1 – первичная обмотка; 2 – магнитная система, состоящая из двух полуколец; 3, 4 – место соединения магнитных полуколец; 5 – сигнальная обмотка датчика тока; 6 – компенсирующая обмотка датчика тока

По проводникам 1 (рис. 1) первичной обмотки, являющейся частью системы постоянного оперативного тока, протекают две составляющие тока. Первая составляющая – постоянный ток нагрузки потребителей щита. От этой составляющей, согласно закону полного тока, поток в магнитной системе будет равен нулю, так как токи по проводникам имеют одинаковый модуль и противоположное направление. Модуль этого тока определяется сопротивлением нагрузки данного присоединения щита постоянного тока. Вторая составляющая – переменная частотой 50 Гц от испытательного генератора системы контроля изоляции. Переменная составляющая генератора системы контроля изоляции подает ток одного направления через оба проводника первичной обмотки датчика тока.

Представим датчик тока в виде линейной модели.

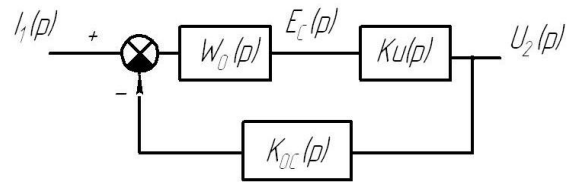


Рис. 2. Линейная модель датчика тока: $I_1(p)$ – операторное отображение сигнала тока первичной обмотки; $W_0(p)$ – передаточная функция магнитной системы датчика тока; $K_u(p)$ – передаточная функция усилителя; $K_{oc}(p)$ – передаточная функция звена обратной связи; $E_c(p)$ – операторное отображение ЭДС сигнальной обмотки датчика тока; $U_2(p)$ – операторное отображение выходного сигнала датчика тока

IV. ИССЛЕДОВАНИЯ И РАСЧЁТЫ

Передаточная функция магнитной системы датчика тока определяется как отношение операторов выходной ЭДС сигнальной обмотки $E_c(p)$ к оператору входного тока $I_1(p)$:

$$W_0(p) = \frac{E_c(p)}{I_1(p)}$$

Экспериментально была исследована магнитная система датчика тока. Для этого через первичную обмотку был пропущен скачкообразный импульс тока. ЭДС вторичной обмотки и первичный ток фиксировались с помощью цифрового осциллографа (рис. 3). Проанализировав форму отклика, сделали вывод о том, что магнитная система датчика тока в чистом виде без обратных связей представляет собой инерционное дифференцирующее звено второго порядка:

$$W_0(p) = \frac{P}{b_2 \cdot p^2 + b_1 \cdot p + b_0} \quad (1)$$

В результате расчетов установлены коэффициенты полинома знаменателя в выражении (1). В данном случае коэффициенты получились следующие: $b_2 = 1,2804 \cdot 10^{-6}$; $b_1 = 1,29 \cdot 10^{-2}$; $b_0 = 299,984$.

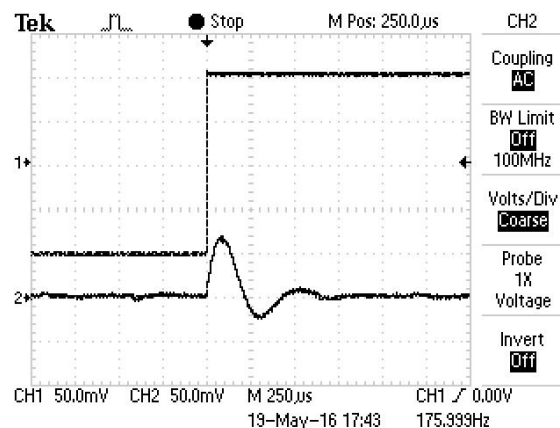


Рис. 3. Осциллограмма отклика магнитной системы на скачкообразное воздействие 2 мА: канал 1 – скачок тока; канал 2 – отклик вторичной ЭДС сигнальной обмотки датчика тока

В результате эксперимента установлена линейность магнитной системы датчика тока при скачкообразном

воздействию первичными токами 0,5, 1, 2 мА на первичную обмотку.

При описании модели датчика тока считаем, что передаточная функция от первичной обмотки датчика тока на сигнальную обмотку идентична передаточной функции от компенсационной обмотки на сигнальную. Эти обмотки близко расположены и охвачены общим магнитным потоком.

Задачей является расчет корректирующего звена к имеющейся магнитной системе, чтобы датчик тока представлял апериодическое звено первого порядка с малой постоянной времени. Корректирующее звено должно быть реализуемо. Корректирующая цепь должна состоять из пропорционального, интегрирующего и дифференцирующего звеньев. Параметры звеньев цепи обратной связи определяем по известному выражению (2), вытекающему из формулы для цепи, охваченной отрицательной обратной связью [3]:

$$K_{oc}(p) = \frac{1}{W_{\Sigma}(p)} - \frac{1}{W_1(p)}, \quad (2)$$

где $W_{\Sigma}(p)$ – общая передаточная функция датчика тока; $W_1(p)$ – передаточная функция продольного звена (рис. 2), содержащего каскадно соединенные магнитную систему с передаточной функцией $W_0(p)$ и апериодический усилитель с передаточной функцией $K_u(p)$:

$$W_1(p) = W_0(p) \cdot K_u(p). \quad (3)$$

Для расчета параметров цепи коррекции $K_{oc}(p)$ к имеющейся магнитной системе с передаточной функцией $W_0(p)$ необходимо определиться с общей передаточной функцией датчика тока $W_{\Sigma}(p)$. По мнению авторов, наилучшим вариантом оказалась передаточная функция инерционного дифференцирующего звена первого порядка с малой постоянной времени [3]:

$$W_{\Sigma}(p) = \frac{k \cdot p}{T_1 \cdot p + 1}. \quad (4)$$

Оператор p в числителе указывает на то, что датчик тока не имеет возможности передачи со входа на выход постоянной составляющей входного сигнала. На этот факт указывает отсутствие постоянных коэффициентов в числителе выражения (1). Амплитудно-частотная и фазо-частотная характеристики показаны на рис. 4.

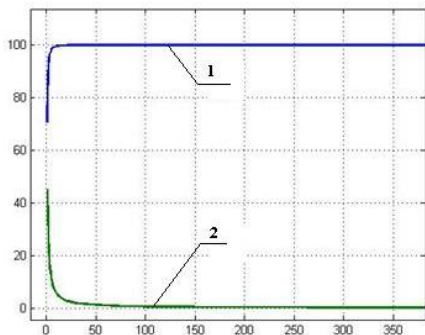


Рис. 4. АЧХ и ФЧХ датчика тока: 1 – модуль $W_{\Sigma}(p)$; 2 – ФЧХ датчика тока

Как видно из рис. 4, АЧХ и ФЧХ выбранной модели датчика тока является монотонной и устойчивой, так как

единственный полюс передаточной функции (4) имеет отрицательную действительную часть.

Усилитель, подключенный к выводам сигнальной обмотки, является апериодическим звеном первого порядка. Принимая вид $W_{\Sigma}(p)$ и подставляя (1) и (4) в выражение (3), получим вид передаточной функции цепи коррекции $K_{oc}(p)$. Проведем расчет цепи обратной связи.

Для достижения требуемой чувствительности системы контроля считаем достаточным уровень сигнала выхода датчика тока амплитудой 0,1 В при входном токе первичной обмотки 1 мА и частоте первичного тока 50 Гц. Тогда требуемая общая передаточная функция датчика тока будет определяться выражением:

$$W_{\Sigma}(p) = \frac{100 \cdot p}{p + 1}.$$

Апериодический усилитель, каскадно подключенный к сигнальной обмотке, будет иметь передаточную функцию:

$$K_u(p) = \frac{510 \cdot p}{0,0051 \cdot p + 1}.$$

Такой усилитель имеет простую реализацию на операционном усилителе и большой коэффициент усиления. Усилитель не имеет подстройки, и параметры цепи обратной связи усилителя определяются стандартными номиналами электро-, радиоэлементов.

Передаточная функция магнитной системы определена по выражению (1) и не имеет способов корректировки без ухудшения чувствительности:

$$W_0(p) = \frac{p}{1,28 \cdot 10^{-6} p^2 + 0,01294 \cdot p + 299}.$$

Подставляя значения вышеуказанных выражений в (2), получим численные значения для цепи обратной связи:

$$K_{oc}(p) = -1,319 \cdot 10^{-7} \cdot p - \frac{0,5782}{p} + 0,007. \quad (5)$$

Численное моделирование показало, что коэффициент при дифференциальной составляющей пренебрежимо мал, и его можно приравнять к нулю. На рис. 5 приведен результат моделирования поведения датчика тока при воздействии на вход синусоидальным током 1 мА частотой 50 Гц, без дифференциальной составляющей в цепи обратной связи.

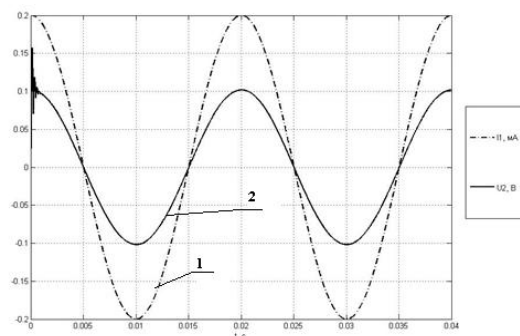


Рис. 5. Пример реакции датчика тока на входной синусоидальный ток 2 мА частотой 50 Гц: 1 – входное воздействие синусоидальным током амплитудой 1 мА; 2 – отклик датчика тока

В. Выводы

Для систем контроля изоляции на землю щитов постоянного оперативного тока необходим прецизионный разъемный датчик тока с малыми амплитудными и угловыми погрешностями, способный измерять малые переменные токи. Использовать при этом сигнал с нагруженной на малое сопротивление вторичной обмотки не представляется возможным из-за значительных угловых погрешностей и низкой чувствительности датчика.

Магнитная система датчика тока с сигнальной обмоткой является индикатором нулевого потока. Величина, пропорциональная управляющему сигналу компенсационной обмотки, размагничивающей магнитную систему, является выходной для датчика.

Для изготовления съемного датчика тока допустимо использовать разъемную магнитную систему в виде двух полуколец, на каждом из которых уложены сфазированные полуобмотки. Линейность магнитной системы подтверждена опытом в диапазоне изменения первичных токов 0,5 – 2 мА без создания размагничивающего потока компенсационной обмоткой. Диапазон является достаточным для построения систем контроля

изоляции цепей постоянного оперативного тока и позволяет построить прецизионный датчик тока. Передаточная функция датчика тока должна представлять инерционное дифференцирующее звено 1-го порядка, что позволяет обеспечить равномерность АФЧХ и устойчивость. Каскадно с магнитной системой необходимо устанавливать аperiodическое звено с большим статическим усилением для повышения устойчивости работы датчика. Допустимым является упрощение цепей обратной связи датчика тока приравниванием к нулю коэффициента при дифференциальной части. Моделирование показало, что на угловой погрешности это допущение не сказывается.

Список литературы

- [1] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: НЦ «ЭНАС», 2011. – 255 с.
- [2] Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. №7/2015. С. 47 – 50
- [3] Макаров И.М., Менский Б.М. Линейные автоматические системы. М.: Машиностроение, 1982. 501 с.

Определение мест двойных замыканий на землю методом локализации

А.А. Белянин
ООО «ИЦ «Бреслер»»
Чебоксары, Россия
belyanin_aa@ic-bresler.ru

Основным видом повреждения в распределительных сетях является однофазное замыкание на землю (ОЗЗ). Режим ОЗЗ в указанных сетях не является аварийным, поэтому большинство защит от ОЗЗ в настоящее время используются с действием на сигнал. Длительная работа в режиме ОЗЗ может привести к появлению замыкания в другой точке и переходу ОЗЗ в более серьезный вид повреждения – двойное замыкание на землю. В работе исследуется применение локальных компонент и метода локализации для задачи определения мест двойных замыканий на землю.

Ключевые слова: релейная защита, локальные компоненты, двойное замыкание на землю, определение места повреждения.

Determination of double ground fault points by method of localization

Andrey Belyanin
LLC “Research Center “Bresler”
Cheboksary, Russia
belyanin_aa@ic-bresler.ru

Single-phase ground faults is a main type of damage in the distribution network. A mode of single-phase ground fault is not an emergency in these networks, so most of protection from single-phase ground fault is currently used with the action on the signal. Prolonged work in mode of single-phase ground fault may cause circuit at another point and transition a single-phase ground fault into a more serious type of fault - a double earth fault. In this paper the investigate the use of local components and method of localization for the problem of determining the locations of double earth faults.

Keywords: relay protection, local component, power transformer, double earth fault, fault location.

1. ВВЕДЕНИЕ

Надежная работа электрических распределительных сетей 6–35 кВ невозможна без селективной защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) [1]. Следует отметить, что к решению проблемы замыканий на землю приступили в 50 – 60-е годы прошлого века, однако до настоящего времени нет удовлетворяющего эксплуатацию решения, хотя существует большое разнообразие защит от ОЗЗ, различающихся используемыми алгоритмами [2]. Селективные защиты от ОЗЗ до сих пор установлены не на всех подстанциях, но даже там, где они есть, используются с действием на сигнал. Все это приводит к затягиванию отключения ОЗЗ, что увеличивает вероятность развития повреждения в двойное замыкание на землю. При этом оборудованию будет нанесен больший ущерб, а эксплуатации придется искать уже два места повреждения. Задача определения мест двойных замыканий на землю остается актуальной наряду с задачей организации селективной защиты от ОЗЗ и поиска места замыкания на землю.

Исследования в области поиска мест однофазных замыканий на землю с использованием модели объекта на базе ООО «ИЦ «Бреслер»» [3, 4] привели к развитию принципов алгоритмического моделирования, что, в свою очередь, явилось причиной обнаружения новых инфор-

мационных составляющих, названных нормальными и локальными, и соответствующих режимов наблюдаемого объекта [5]. Следует заметить, что исследования в области применения алгоритмических моделей объекта при построении релейной защиты ведутся не только в России, но и в Китае [6]. Ранее в [7 – 9] было представлено применение указанных режимов для поиска мест однофазных и двойных замыканий на землю. В данной работе представлены решения задачи поиска мест двойных замыканий на землю при разном количестве доступной информации. Для этого рассматривается трехфидерная сеть 10 кВ, приведенная на рис. 1.

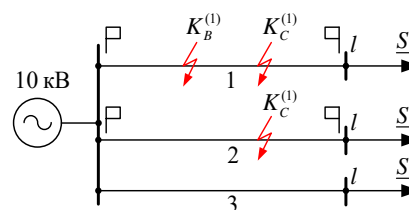


Рис. 1. Имитационная модель сети

Параметры имитационной модели: линейное напряжение на шинах – 10 кВ, комплексная мощность нагрузки фидера $\underline{S} = 4,67 \text{ МВт} + j1,50 \text{ МВАр}$, удельные параметры нулевой последовательности: $L_0^0 = 4,5 \text{ мГн/км}$,

$C_0^0 = 0,4$ мкФ/км, $R_0^0 = 0,67$ Ом/км, прямой последовательности: $L_1^0 = 0,51$ мГн/км, $C_1^0 = 0,38$ мкФ/км, $R_1^0 = 0,14$ Ом/км, длина фидера $l = 50$ км, фидеры приняты идентичными. Замыкания на землю фазы B моделируются на фидере 1, замыкания же фазы C , в зависимости от конкретно рассматриваемой задачи, моделируются на фидере 1 или на фидере 2. Фидеры 1 и 2 наблюдаются полностью с обеих сторон, т.е. наблюдаются все фазные токи и напряжения. Однако в зависимости от решаемой задачи будет использоваться соответствующая часть информации. Учитывая, что режим двойного замыкания на землю сопровождается значительным уровнем тока, в задаче локации применяются комплексные величины.

II. ЗАМЫКАНИЯ НА РАЗНЫХ ПРИСОЕДИНЕНИЯХ ПРИ ДВУХСТОРОННЕМ НАБЛЮДЕНИИ

В случае повреждений на разных фидерах переход к модели локального режима, а именно появление шунта на общих шинах, позволяет рассматривать процессы в поврежденных присоединениях по отдельности. В случае двухстороннего наблюдения задача поиска места повреждения значительно упрощается. В неповрежденных фазах токи будут незначительны, в то время как на поврежденной они будут иметь значительный уровень, что показано на рис. 2.

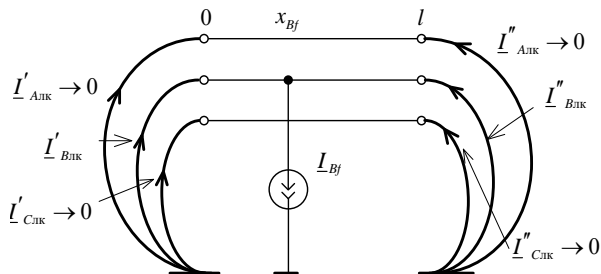


Рис. 2. Модель локального режима фидера 1

При переходе к модели локального режима можно упрощенно с большой точностью определить токи повреждений: $I_{fB} = I'_{Влк} + I''_{Влк}$ и $I_{fC} = I'_{Слк} + I''_{Слк}$. Если участки фидеров 1 и 2, наблюдаемые с обеих сторон, однородны, то места повреждений можно определить из соотношения токов в установившемся режиме. Расстояние от начала фидера до места замыкания определяется по формуле

$$x_{fv} = l / (k_v + 1),$$

где l – длина фидера; $k_v = \text{Re} \left[\frac{I'_{vлк}}{I''_{vлк}} \right]$ – реальная часть отношения комплексных значений локальных токов слева и справа; $v = B, C$ – поврежденные фазы.

Если же участки фидеров неоднородны, можно воспользоваться методом локализации [10], который заключается в пошаговом продвижении шунта с одной из сторон в сторону повреждения до тех пор, пока не будет найдена точка реального замыкания на землю. Попадание шунта в место реального замыкания на землю фиксируется по нулевому уровню всех токов, кроме одного, что качественно показано на рис. 3.

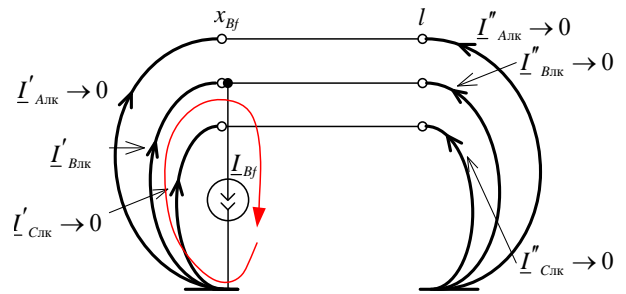


Рис. 3. Модель локального режима фидера 1 при попадании шунта в место реального повреждения

III. ЗАМЫКАНИЯ НА РАЗНЫХ ПРИСОЕДИНЕНИЯХ ПРИ ОДНОСТОРОННЕМ НАБЛЮДЕНИИ

При известных параметрах нагрузки локация двойных замыканий на землю возможна по результатам одностороннего наблюдения. В этом случае необходимо вводить в рассмотрение модель нагрузки при построении нормальных и локальных моделей. Как и в предыдущем случае, появление шунта на общих шинах позволяет рассматривать повреждения по отдельности. Модель локального режима для фидера 2 в случае одностороннего наблюдения приведена на рис. 4.

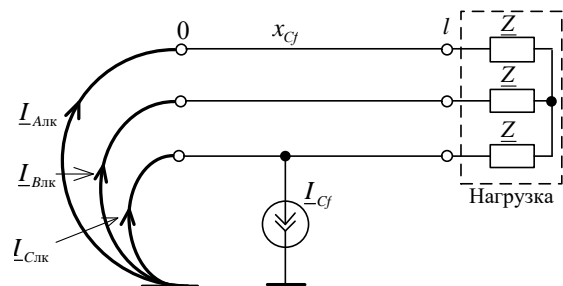


Рис. 4. Модель локального режима фидера 2

Локальный ток в поврежденной фазе будет иметь значительный уровень, тем самым определяя поврежденную фазу. Однако, в отличие от предыдущего случая, токи в неповрежденных фазах будут иметь значительную величину, обусловленную растеканием тока повреждения через нагрузку. Этот фактор используется для поиска места повреждения методом локализации. Место реального замыкания на землю фиксируется там, где локальные токи неповрежденных фаз становятся равными нулю (источник тока шунтируется, как в предыдущем случае), что проиллюстрировано на рис. 5.

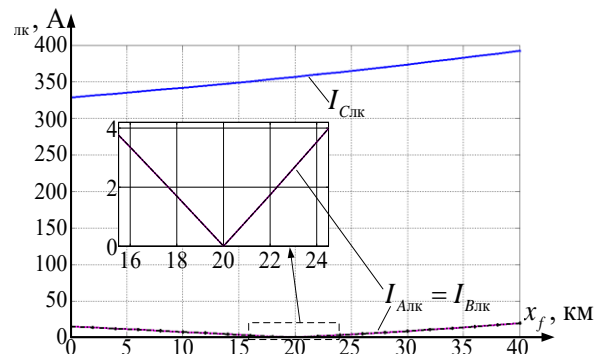


Рис. 5. Локальные фазные токи на фидере 2

Равенство локальных токов фаз *A* и *B* на расстоянии 20 км от места наблюдения свидетельствует о замыкании на землю фазы *C* в данной точке. Дальнейшее передвижение шунта за место повреждения приводит к появлению локальных токов в неповрежденных фазах, обусловленных несоответствием построенных моделей.

IV. ЗАМЫКАНИЯ НА ОДНОМ ПРИСОЕДИНЕНИИ ПРИ ДВУХСТОРОННЕМ НАБЛЮДЕНИИ

При полном двухстороннем наблюдении, как и в случае повреждения на разных присоединениях, переход к модели локального режима позволяет сразу упрощенно определить токи повреждений и места повреждений по каждой фазе в отдельности согласно приведенной формуле. Модель локального режима для этого случая представлена на рис. 6. В данном случае локальные токи в обеих поврежденных фазах будут иметь значительную величину, а локальные токи в неповрежденной фазе практически отсутствуют.

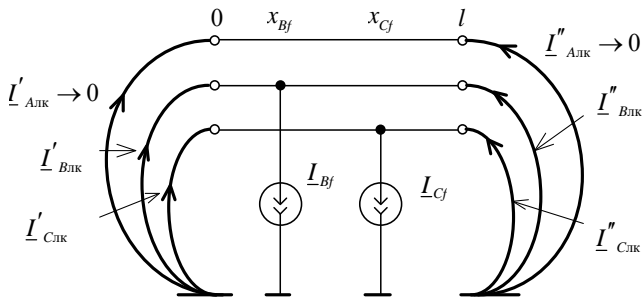


Рис. 6. Модель локального режима фидера 1 при замыкании на одном присоединении

Справедливыми остаются описанные выше алгоритмы поиска точек повреждения по отношению локальных токов слева и справа для однородного фидера и методом локализации для неоднородного.

V. ЗАМЫКАНИЯ НА ОДНОМ ПРИСОЕДИНЕНИИ ПРИ ОДНОСТОРОННЕМ НАБЛЮДЕНИИ

Как и в случае расположения точек замыканий на землю на разных фидерах, при известных параметрах нагрузки локация двойных замыканий на землю возможна по результатам одностороннего наблюдения. Однако в этом случае необходимо использование информационных параметров, которые формируются по критерию резистивности повреждения. В месте реального замыкания они принимают нулевое значение. В качестве такого параметра может быть использована разность фаз между фазным напряжением и током предполагаемого замыкания, реактивная мощность и реактивное сопротивление предполагаемого повреждения.

Способы распознавания двойного замыкания в фидере при одностороннем его наблюдении известны [11, 12], однако не лишены недостатков. Так, в [11] используется модель объекта, фиксируются фазные токи и напряжения в виде комплексных входных величин. Входные величины преобразуются в реактивные параметры двух мест предполагаемых повреждений. Замыкания констатируются в тех местах, где реактивные параметры переходят через нулевые значения. Данному способу присущи два недостатка. Во-первых, он не решает задачу определения

фазы фидера, в которой место замыкания располагается ближе к началу фидера, чем в другой поврежденной фазе. Во-вторых, не располагает возможностью поочередного выявления мест замыканий. Координаты этих мест определяются из решения системы нелинейных уравнений, куда помимо двух координат входят ещё и некоторые комплексные электрические величины.

Здесь же поиск токов и мест замыкания выполняется также по методу локализации с учётом связи между источниками через нагрузку. Учет токораспределения источников, приведенного на рис. 7, позволяет определить ток в месте первого повреждения, в данном случае в фазе *B*: $I_{Bf} = I_{Влк}(x_{Bf}) - I_{Алк}(x_{Bf})$.

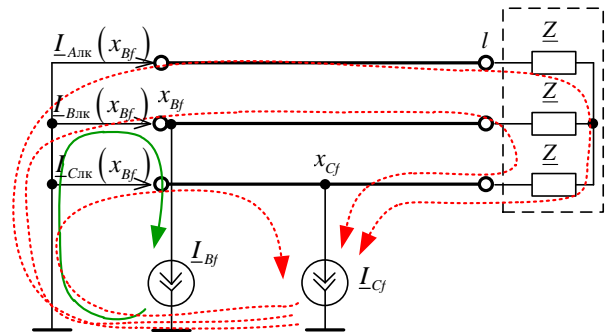


Рис. 7. Модель локального режима фидера 1 при попадании шунта в место первого реального замыкания на землю

Принимая во внимание указанную закономерность, в каждой точке *x* предполагаемого повреждения определяются локальные токи $\hat{I}_{Bf}(x) = I_{Влк}(x) - I_{Алк}(x)$, $\hat{I}_{Cf}(x) = I_{Слк}(x) - I_{Алк}(x)$. Полученные оценки токов предполагаемых повреждений совместно с фазными напряжениями используются в критерии повреждения. Первая точка, в которой критерий выполняется, определяет координату и фазу ближайшего повреждения, что проиллюстрировано на рис. 8. Из анализа рис. 8 можно сделать вывод, что повреждена фаза *B* на расстоянии 20 км от места наблюдения.

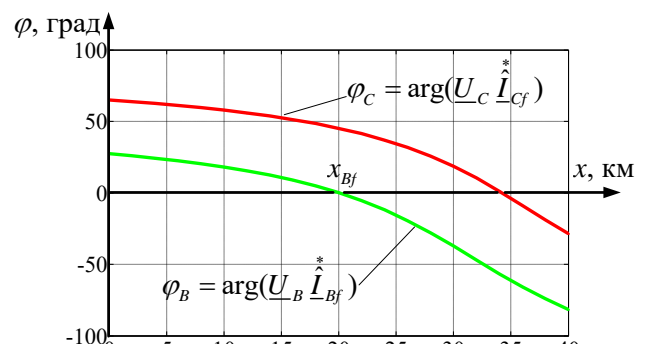


Рис. 8. Поиск первой точки двойного замыкания

С учетом полученной координаты и тока первого замыкания для поиска второго замыкания строится модель локального режима части фидера за первым замыканием. Задача поиска второй точки сводится к задаче определения мест двойных замыканий при замыканиях на разных присоединениях при одностороннем наблюдении.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенные результаты исследования демонстрируют, что модели локального режима несут в себе достаточно информации для поиска мест двойных замыканий на землю.

Учитывая современный уровень развития микропроцессорной техники и уже имеющийся опыт применения моделей защищаемого объекта в устройствах релейной защиты, можно утверждать, что описанные здесь алгоритмы могут быть реализованы в ближайшем будущем.

Список литературы

- [1] Попов И.Н., Лачугин В.Ф., Соколова Г.В. Релейная защита, основанная на контроле переходных процессов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. 246 с.
- [2] Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ // Библиотека электротехника – приложение к журналу «Энергетик». 2001. № 11(35). 104 с.
- [3] Лямец Ю.Я., Белянин А.А. Описание линии 6–35 кВ при распознавании замыкания на землю в распределительной сети // Электротехника. – 2014. – № 3. – С. 2–7.
- [4] Белянин А.А., Лямец Ю.Я. Дискретно-аналоговая алгоритмическая модель наблюдаемой сети // Труды Академии электротехнических наук Чувашской Республики. – 2012. – № 1. – С. 40–44.
- [5] Лямец Ю.Я., Белянин А.А., Воронов П.И. Модификации аварийных составляющих наблюдаемых токов и напряжений // Электротехника. – 2015. – № 2. – С. 22–28.
- [6] Хо Д., Ли Ю., Ли Б., Сюе Ш. Новый принцип осуществления токовой дифференциальной защиты для линий электропередачи ультравысокого напряжения // Электричество. – 2015. – № 2. – С. 17–22.
- [7] Белянин А.А. Локализация поврежденного участка наблюдаемой разветвленной распределительной сети // Электроэнергетика глазами молодежи: сб. докл. 5-й Междунар. науч.-техн. конф. – Т. 1. – Томск, 2014. – С. 507–510.
- [8] Белянин А.А., Лямец Ю.Я. Распознавание однофазных замыканий на землю по методу локализации // Динамика нелинейных дискретных электротехнических и электронных систем (ДНДС-2015): матер. 11-й Всерос. науч.-техн. конф. – Чебоксары, 2015. – С. 364–366.
- [9] Белянин А.А., Лямец Ю.Я. Распознавание двойных замыканий на землю по методу локализации // ДНДС-2015: матер. 11-й Всерос. науч.-техн. конф. – Чебоксары, 2015. – С. 366–369.
- [10] Лямец Ю.Я., Белянин А.А. Метод локализации повреждения электрической сети // ДНДС-2015: матер. 11-й Всерос. науч.-техн. конф. – Чебоксары, 2015. – С. 362–364.
- [11] Иванов С.В., Кержаев Д.В. Определение мест повреждения двойных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью // Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation: матер. междунар. конф. М., 2009.
- [12] Хакимянов Э.Ф., Мустафин Р.Г., Федотов А.И., Исаков Р.Г. Определение расстояния до места повреждения линий электропередачи при двойных замыканиях на землю // Энергетика Татарстана. – 2014. – № 3/4 (35/36). – С. 84–88.

Измерение сопротивления изоляции на землю в цепях постоянного оперативного тока электрических станций и подстанций

А.С. Ведерников, М.О. Скрипачев, Е.А. Балукова
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»
Самара, Россия
vedernikovas@rambler.ru

Тепловые электрические станции и крупные подстанции содержат цепи постоянного оперативного тока, представляющие собой систему изолированных относительно земли проводников и находящихся под разностью потенциалов 220 В относительно друг друга. Сопротивление изоляции на землю не должно быть меньше 100 кОм на полюс. Наиболее частым повреждением является снижение изоляции на землю одного из полюсов присоединений щита. В щитах постоянного тока должна предусматриваться система автоматизированного контроля изоляции присоединений на землю. Нормы требуют ограничение налагаемого на щит тока от внешнего опорного источника величиной 2 мА. Предлагается модель компенсационного датчика тока, способного измерять малые величины переменного тока с малыми угловыми погрешностями. На основании предложенной модели были изготовлены действующие экземпляры устройств, проведены испытания датчиков тока в действующем щите постоянного тока, позволившие в широком диапазоне изменения сопротивления утечки на землю устойчиво определять поврежденное присоединение совместно с цифровой системой контроля. Устройство устойчиво функционировало в широком диапазоне изменения сопротивления утечки на землю одного из полюсов как в одном, так и в нескольких присоединениях щита.

Ключевые слова: щит постоянного оперативного тока, переменная составляющая потенциала шин, математическая модель датчика тока, контроль изоляции.

Insulation resistance test down incircuit DC control power of electrical stations and substations

A.S. Vedernikov, M.O. Skripachev, E.A. Balukova
Samara State Technical University
Samara, Russia
vedernikovas@rambler.ru

Thermal power stations and major substations include direct current control circuits, which are the system of insulated conductors relative to the ground under a potential difference of 220 V relative to each other. The insulation resistance to the ground shall not be less than 100 kΩ on the pole. The most frequent damage is to reduce the isolation to the ground one of the poles of the electrical panel's connections. Into the direct current panels is system for the automated isolation control connections to the ground should provide. Regulations require the limitation of current applied to the panel from an external reference source in 2 mA. Model of current sensor of the compensation type is proposed, capable of measuring low values of alternating current with small angular errors. On the basis of the proposed model existing copies of the devices were made, current sensors at the operating DC panel were tested, which allow steadily identify the faulty annexation in conjunction with a digital control system in a wide range of change of ground leakage resistance. The device is stably operated in a wide range of changes in ground leakage resistance to the ground one of the poles as in the one or a few accessions of the panel.

Keywords: operation direct current panel, the variable component of the bus lines potential mathematical model of the current sensor, insulation control.

I. ВВЕДЕНИЕ

На тепловых станциях и крупных подстанциях щиты постоянного тока представляют собой систему изолированных относительно земли проводников, находящихся под разностью потенциалов 220 В относительно друг друга [1].

Цепи постоянного тока строятся по аналогии с системами электроснабжения и имеют иерархическую структуру. С учетом протяженности и распределенности сети постоянного тока, особенно во время

влажной погоды, значительно возрастает вероятность снижения сопротивления изоляции на землю одного из полюсов. Согласно [2], сопротивление изоляции не должно быть меньше 100 кОм на полюс, а при сопротивлении изоляции менее 40 кОм персонал получает сигнал о снижении изоляции на землю в сети.

II. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

Задача определения места снижения изоляции возлагается на оперативный персонал и занимает большое количество времени. Существующие устройства в виде моста могут лишь сигнализировать о факте

снижения изоляции в системе оперативного тока без уточнения присоединения. Основным методом определения места повреждения изоляции является деление цепей постоянного тока с поочередным отключением имеющихся присоединений. Метод непригоден для систем постоянного тока, питающих защиты с микропроцессорными терминалами [3]. При подаче питания на импульсный блок питания терминала восстановление напряжения на самих процессорах занимает некоторое время. В этом случае наводки по входам терминала могут вызвать ложную работу микропроцессорного ядра. В щите постоянного тока необходимо устанавливать системы, информирующие о снижении изоляции пофидерно. При эксплуатации обнаружение двух или нескольких поврежденных фидеров щита постоянного тока со снижением изоляции в одноименных полюсах является еще более трудной задачей для оперативного персонала.

III. ЦЕЛИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

Для решения вышеуказанных проблем предлагается метод с наложением внешнего опорного напряжения, схема которого приведена на рис. 1.

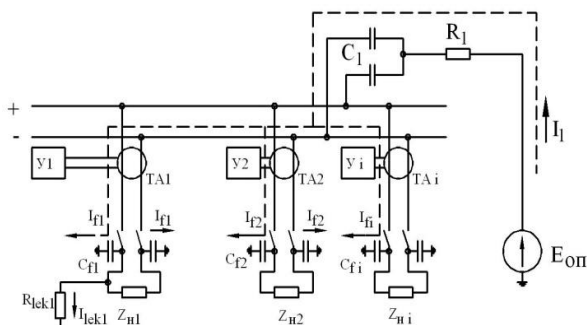


Рис. 1. Схема подачи внешнего опорного напряжения для определения поврежденного фидера щита постоянного тока:

$E_{оп}$ – источник внешнего синусоидального опорного напряжения; R_1 – балластное сопротивление; I_1 – составляющая полного тока от источника опорного напряжения; C_1 – емкости развилки; TA_i – датчики тока фидеров; I_{fi} – составляющая тока фидера от источника опорного напряжения; C_{fi} – паразитная емкость фидера на землю; Y_i – усилитель сигнала с датчика тока; I_{lek1} – активная составляющая тока утечки фидера; R_{lek1} – активная составляющая сопротивления утечки на землю фидера; Z_{ni} – сопротивление нагрузки (потребителя) фидера

Внешнее опорное напряжение подается на обе шины одновременно через емкостную развилку C_1 , которая отделяет цепи постоянного тока щита от источника опорного напряжения $E_{оп}$. В отличие от метода с резистивной развилкой, предлагаемого в [4], емкостная развилка не пропускает постоянную составляющую тока, следовательно, в ней не будет потерь с выделением тепла. Также при увеличении емкостей развилки C_1 , показанной на рис. 1, уменьшается ее сопротивление для внешнего опорной частоты, что позволяет увеличить чувствительность устройства в целом. Далее в работе считаем, что оба полюса системы постоянного тока замкнуты накоротко по переменному току от опорного источника. Емкости C_{fi} определяются распределенностью цепей, питаемых от конкретного фидера, и являются паразитными.

IV. ИССЛЕДОВАНИЯ И РАСЧЁТЫ

Исходя из вышерассмотренного, авторами предлагается схема замещения щита постоянного тока, вытекающая из рис. 1 и представленная на рис. 2.

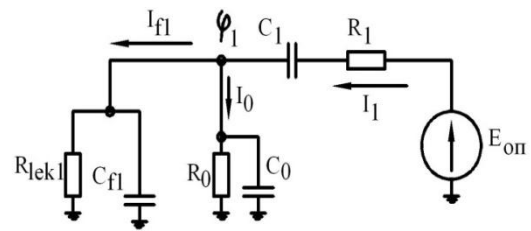


Рис. 2. Схема замещения щита постоянного тока для определения сопротивления изоляции фидера на землю: R_0 – активное сопротивление утечки щита постоянного тока; C_0 – емкость щита постоянного тока; ϕ_1 – переменная составляющая потенциала шин щита от источника опорного напряжения

На представленной схеме сопротивление R_{lek1} и емкость C_{f1} в виде сосредоточенных параметров представляют активное сопротивление утечки и емкость на землю для контролируемого фидера. В виде сосредоточенных параметров сопротивления R_0 и емкости C_0 представлен щит постоянного тока без контролируемого фидера.

Задача состоит в определении величины сопротивления утечки на землю R_{lek1} для контролируемого фидера при одновременных измерениях величин тока утечки в рассматриваемом фидере $i_{f1}(t)$ полного тока $i_1(t)$ и переменной составляющей потенциала шин $\phi_1(t)$. Последние две величины легко поддаются измерению, в то время как измерение тока утечки в рассматриваемом фидере $i_{f1}(t)$ имеет свои особенности и будет рассмотрено авторами в последующих работах.

Для определения сопротивления утечки на землю R_{lek1} необходимо определить активную составляющую тока $i_{f1}(t)$ относительно переменной составляющей потенциала шин $\phi_1(t)$, обусловленной действием источника опорного напряжения $E_{оп}$. Из теоретических основ электротехники [5] известно, что активная составляющая мощности P_S на участке электрической цепи, содержащей контролируемый фидер, определяется по выражению:

$$P_S = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \phi_1(t) \cdot i_{f1}(t) dt, \quad (1)$$

где $\phi_1(t)$ и $i_{f1}(t)$ – мгновенные значения переменных составляющих потенциала шин и тока фидера от источника опорного напряжения; T – время наблюдения, на котором производятся замеры величин. Интервал времени T обязательно кратен периоду внешнего опорного источника $E_{оп}$.

Ток фидера $i_{f1}(t)$, очевидно, будет состоять из двух величин:

$$i_{f1}(t) = \frac{\phi_1(t)}{R_{lek1}} + C_{f1} \cdot \frac{d\phi_1(t)}{dt}. \quad (2)$$

Подставляя выражение (2) в подинтегральное выражение (1), P_s будет представлена как сумма двух интегралов:

$$P_s = \frac{1}{T \cdot R_{lek1}} \int_0^T \varphi_1^2(t) dt + \frac{C_{f1}}{T} \int_0^T \left(\varphi_1(t) \cdot \frac{d\varphi_1(t)}{dt} \right) dt. \quad (3)$$

Если опорное напряжение будет чисто синусоидальным, то правую часть интеграла (3) можно приравнять к нулю. Если источником опорного напряжения будет сеть, то, помимо гармонических составляющих, в опорном напряжении возможны и отклонения основной частоты. В этом случае пренебрежение правой частью выражения (3) приводит к значительной ошибке.

Как следует из (3), вычислив P_s , можно получить искомое значение R_{lek1} :

$$R_{lek1} = \frac{\int_0^T \varphi_1^2(t) dt}{\frac{P_s}{T} - C_{f1} \int_0^T \left(\varphi_1(t) \cdot \frac{d\varphi_1(t)}{dt} \right) dt}. \quad (4)$$

Практически следует предусмотреть получение и дальнейшее измерение мгновенных значений $\varphi_1(t)$ и производной по времени $d\varphi_1(t)/dt$.

Неизвестной величиной в выражении (4) является паразитная емкость контролируемого фидера C_{f1} . Для устранения влияния емкости C_{f1} в (4) можно поступить следующим образом. Известно, что из разложения в ряд Фурье определяют коэффициенты базисных функций синусоиды и косинусоиды. По аналогии мы примем в качестве такой базисной функции производную $d\varphi_1(t)/dt$. Обозначим Q_s интеграл:

$$Q_s = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \left(\frac{d\varphi_1(t)}{dt} \right) \cdot i_{f1}(t) dt. \quad (5)$$

Интеграл (5) имеет физический смысл реактивной сигнальной мощности и несет информацию об участии паразитной емкости контролируемого фидера в создании тока $i_{f1}(t)$. Величина Q_s так же, как и P_s , может быть практически определена по идентичному алгоритму. Подставляя выражение (2) в интеграл (5) получим:

$$Q_s = \frac{C_{f1}}{T} \cdot \int_0^T \left(\frac{d\varphi_1(t)}{dt} \right)^2 dt + \frac{1}{R_{lek1}} \cdot \int_0^T \left(\frac{d\varphi_1(t)}{dt} \right) \cdot \varphi_1(t) dt. \quad (6)$$

При большом сопротивлении утечки R_{lek1} вторым слагаемым в выражении (6) можно пренебречь. Тогда выражение (6) будет зависеть только от паразитной емкости рассматриваемого фидера:

$$Q_s = C_{f1} \cdot \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \left(\frac{d\varphi_1(t)}{dt} \right)^2 dt. \quad (7)$$

Исходя из вышеописанного, обозначим интегралы:

$$A = \int_0^T \varphi^2(t) dt; \quad (8)$$

$$B = \int_0^T \left(\frac{d\varphi_1(t)}{dt} \right) \cdot \varphi_1(t) dt; \quad (9)$$

$$D = \int_0^T \left(\frac{d\varphi(t)}{dt} \right)^2 dt. \quad (10)$$

Подставляя вновь обозначенные интегралы (8) – (10) в формулу (4) и выражая величину R_{lek1} , окончательно получим:

$$R_{lek1} = \frac{A}{\left[T \cdot P_s - \left(T \cdot \frac{Q_s}{D} \cdot B \right) \right]}. \quad (11)$$

На практике гармонические составляющие имеются в однофазной сети, от которой питается генератор опорного напряжения. Их учет осуществляется в выражении (11).

Уравнение (11) определяет алгоритм основной программы микропроцессора. Составляющие выражения (11) могут быть легко определены в результате серий непосредственных замеров.

Для проведения текущего измерения в каждый конкретный момент времени доступен только один фидер щита постоянного тока. Магнитная система датчиков тока охватывает оба полюса присоединения. Затем токовые выходы датчиков тока подключаются ко входному коммутатору системы контроля изоляции. Все присоединения имеют порядковые номера. Основной терминал системы контроля изоляции переключает выходы датчиков тока по росту порядкового номера. После подключения выхода датчика тока ко входу терминала производится серия замеров через равные интервалы времени мгновенных значений тока $i_{f1}(t)$, переменной составляющей потенциала шин $\varphi_1(t)$, общего налагаемого на щит тока $i_1(t)$. Затем из сформированных массивов дискретных значений указанных величин вычисляются интегралы (1), (5), (8) – (10). На основании вычисленных значений вычисляем искомое сопротивление утечки на землю по формуле (11). Результаты расчетов выводятся на ЖК-дисплей вместе с номером фидера, на котором производится в данный момент измерения. Если вычисленное значение оказалось меньше 20 кОм, то загорается световой сигнал на передней панели устройства.

V. ВЫВОДЫ

В данной работе авторами было изготовлено устройство пофидерного контроля изоляции цепей постоянного тока. На одной из ТЭЦ в Самарской области был проведен эксперимент в реальном щите постоянного тока. Измерения проводились для следующих режимов: металлическое замыкание, снижение сопротивления изоляции на землю до 20 кОм в зоне контролируемого фидера, металлическое замыкание и снижение изоляции на землю вне контролируемого фидера, одновременное металлическое замыкание в зоне контролируемого фидера и вне.

Таким образом, проведенные опыты показали селективную работу устройства контроля во всех режимах. Селективно определяемое системой сопротивление утечки при данных паразитных емкостях

фидера составляет 20 кОм и имеет большой запас. Установленное устройство контроля изоляции полюсов на землю УСТ.1 РА УКИ накладывает на шины щита напряжение частотой 25 Гц. В процессе работы с двумя налагаемыми напряжениями конфликта устройств штатного и испытываемого не происходило во всех режимах. В процессе проведения испытания от шин щита, на которые было наложено внешнее опорное напряжение, работали терминалы «Сириус». Сбоев у терминалов релейной защиты из-за наличия внешнего опорного напряжения не произошло.

Разработанное устройство может применяться при непрерывном контроле изоляции на землю цепей постоянного тока для пофидерного контроля присоединений щита постоянного тока без отключения.

Список литературы

- [1] Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Системы оперативного постоянного оперативного тока подстанций. Технические требования. – 2010. – 20 с.
- [2] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: ЭНАС, 2011. – 255 с.
- [3] Гуревич В.И. Оперативные цепи постоянного тока. Проблемы контроля изоляции // Новости электротехники. – 2012. – № 1(73). – С. 30–32.
- [4] Пат. 2310211 РФ. Способ поиска элемента с пониженным сопротивлением изоляции в разветвленной электрической сети постоянного оперативного тока / Р.А. Вайнштейн, В.В. Шестакова, И.С. Исаев, С.М. Юдин; заявитель и патентообладатель Том. политех. ун-т.; заявл. 24.07.2006; опубл. 10.11.2007.
- [5] Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. – М.: Высшая школа, 1996. – 620 с.

Алгоритм определения места повреждения линии электропередачи при двухстороннем наблюдении без использования модели повреждения

П.И. Воронов
 ООО «ИЦ “Бреслер”»
 Чебоксары, Россия
 p.i.voronov@gmail.com

Рассматривается алгоритм определения места повреждения в линиях электропередачи при двухстороннем наблюдении. Критерий повреждения основывается на принципе компенсации. Место повреждения определяется с помощью невязки токов в месте установки локаторов повреждения.

Ключевые слова: определение места повреждения, линия электропередачи.

Fault location algorithm in both-observed power transmission line without using of fault model

P.I. Voronov
 Limited Liability Company «Research Center “Bresler”»
 Cheboksary, Russian Federation
 p.i.voronov@gmail.com

It is offered the algorithm of fault location in both-observed power transmission lines. The criterion of fault location is based on the principle of compensation. The fault location is determined by the residual current in the installation site of fault locators.

Keywords: fault location, power transmission line.

I. ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития средств связи приводит к тому, что появляется возможность обмениваться результатами наблюдения линии электропередачи с различных подстанций. Объединение доступной информации в одном устройстве открывает новые возможности для реализации более точных алгоритмов определения места повреждения (ОМП), что, в свою очередь, позволит снизить экономические издержки из-за недоотпуска электроэнергии за счёт уменьшения времени устранения аварии.

В [1] предложены критерии ОМП при двухстороннем наблюдении. Недостаток представленных критериев заключается в том, что они используют модель повреждения, которая в общем случае не может быть определена. Работа направлена на устранение этого недостатка.

II. АЛГОРИТМ ОМП БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МОДЕЛИ ПОВРЕЖДЕНИЯ

Рассмотрим предлагаемый алгоритм локации повреждений. На рис. 1 представлена схема электропередачи – линия с двухсторонним питанием. На подстанциях наблюдаются синхронизированные токи и напряжения \underline{I}_s , \underline{U}_s и \underline{I}_r , \underline{U}_r .

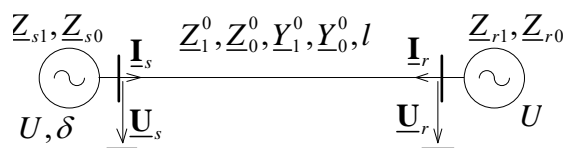


Рис. 1. Пример электропередачи

Для определения места повреждения необходимо построить функцию невязки для каждой точки на наблюдаемой линии, то есть каждая точка на линии становится предполагаемым местом повреждения. Для этого используется алгоритмическая модель [2] (рис. 2). С помощью этой модели наблюдаемые на подстанциях токи и напряжения преобразуются в токи и напряжения в произвольной точке линии электропередачи:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{f-} \\ \underline{I}_{f-} \end{bmatrix} = \underline{A}_1^{-1} \begin{bmatrix} \underline{U}_s \\ \underline{I}_s \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \underline{U}_{f+} \\ \underline{I}_{f+} \end{bmatrix} = \underline{A}_2 \begin{bmatrix} \underline{U}_r \\ \underline{I}_r \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где \underline{A}_1 , \underline{A}_2 – матрицы прямой передачи.

По полученным с помощью (1) напряжениям определяется напряжение в месте предполагаемого места повреждения:

$$\underline{U}_f = (\underline{U}_{f+} + \underline{U}_{f-})/2. \quad (2)$$

Затем по принципу компенсации [3] строится новая имитационная модель, где действуют три источника ЭДС, два из которых представляют собой результаты наблюдения ($\underline{E}_s = \underline{U}_s$, $\underline{E}_r = \underline{U}_r$), а третий источник – рассчитанное напряжение (2) в месте предполагаемого повреждения ($\underline{E}_f = \underline{U}_f$).

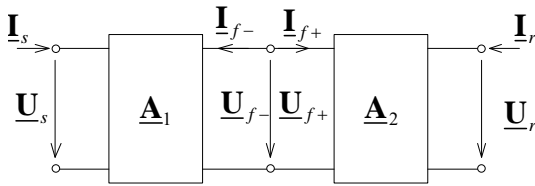


Рис. 2. Алгоритмическая модель

После расчёта токов в модели по рис. 3 место повреждения определяется по минимуму невязок токов $\sigma_1 = |\underline{I}_s - \underline{I}'_s|$ и $\sigma_2 = |\underline{I}_r - \underline{I}'_r|$.

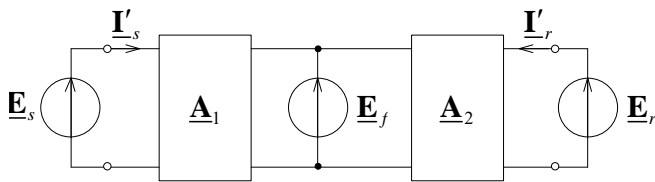


Рис. 3. Имитационная модель с дополнительным источником ЭДС в месте предполагаемого повреждения

Обратим внимание на то, что невязка будет равна нулю только при совпадении предполагаемого и реального мест повреждения, так как только в этом случае напряжение в месте предполагаемого повреждения \underline{U}_f будет соответствовать реальному значению напряжения в этой точке.

III. ИССЛЕДОВАНИЕ НА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ

Рассмотрим действие предложенного алгоритма на примере имитационной модели, представленной на рис. 1. Параметры модели следующие: $U = 110$ кВ; сопротивления систем в Ом: $Z_{s1} = Z_{r1} = 10 \angle 88^\circ$, $Z_{s0} = Z_{r0} = 15 \angle 86^\circ$, погонные сопротивления (в Ом/км) и проводимости (в мкСм/км) $Z_1^0 = 0,2 + j0,4$, $Y_1^0 = j2,8$, $Z_0^0 = 0,35 + j1,2$, $Y_0^0 = j2,2$; длина линии $l = 200$ км.

На рис. 4, 5 представлены результаты ОМП в различных режимах короткого замыкания. Изменялись угол передачи мощности δ , расстояние до места повреждения x_f и переходное сопротивление в месте повреждения R_f .

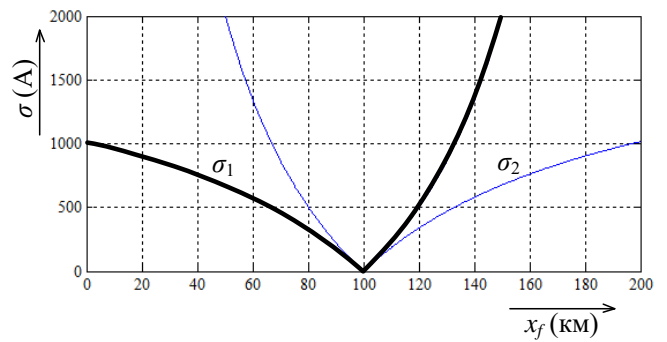


Рис. 4. Результаты определения места повреждения для режима $K_{AB}^{(2)}$ ($R_f = 1$ Ом, $x_f = 100$ км, $\delta = 10^\circ$)

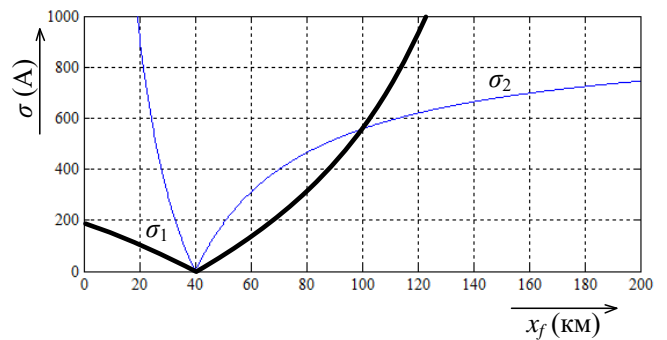


Рис. 5. Результаты определения места повреждения для режима $K_A^{(1)}$ ($R_f = 10$ Ом, $x_f = 40$ км, $\delta = 10^\circ$)

IV. ВЫВОДЫ

Предложенный алгоритм ОМП не требует задания модели повреждения, так как основан на принципе компенсации. Исследование на имитационной модели показало работоспособность алгоритма.

Список литературы

- [1] Лямец Ю.Я., Воронов П.И. Локация повреждений многопроводной сети при двухстороннем наблюдении // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2013. – № 3. – С. 96–107.
- [2] Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С. Эволюция дистанционной релейной защиты // Электричество. – 1996. – № 12. – С. 2–7.
- [3] Зевеке Г.В., Ионкин П.А., Нетушил А.В., Страхов С.В. Основы теории цепей: учеб. для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.

Требования к устройствам автоматической частотной разгрузки на уровне 0,4 кВ

Б.М. Гиёев, Я.Л. Арцишевский
ФГБОУ ВО НИУ «Московский энергетический институт»
Москва, Россия
borbadtjk@mail.ru, rzias@yandex.ru

В настоящее время устройства АЧР и ЧАПВ осуществляют балансирующие отключения и включения нагрузки и предотвращают лавину частоты и повреждения паровых турбин с учетом уровня ответственности электроприемников на уровне 6–10 кВ. Однако уже появились устройства АЧР на напряжение 0,4 кВ, которые позволяют обеспечить эффективность действия АЧР и одновременно сохранить в работе наиболее ответственную часть электроприемников.

Ключевые слова: баланс мощности, автоматическая частотная разгрузка, система АИИСУКЭ, модифицированные счетчики.

The requirements to the automatic underfrequency load shedding at level of 0.4 kV

B.M. Giyoev, Y.L. Artsishevsky
National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Moscow, Russia
borbadtjk@mail.ru, rzias@yandex.ru

Currently, AUFLS balancing device performs opening and closing load and prevents avalanche frequency and damage of steam turbines for power consumers, taking into account the level of responsibility at the level of 6-10 kV. However, there are load shedding devices on voltage of 0.4 kV, which ensure the effectiveness of AUFLS action and at the same time save the most critical part of power consumers.

Keywords: power balance, automatic underfrequency load shedding (AUFLS), automated information-measuring system for commercial accounting of electric power (AIMSCAEP), the modified counters.

I. ВВЕДЕНИЕ

Как известно, в настоящее время устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) реализуют свои противоаварийные воздействия в сети 10 кВ, а при необходимости – и на более высоких уровнях напряжения. При этом обеспечивается ограничение отклонений частоты в допустимых пределах и сохранение в работе генерирующих источников в энергосистеме. В результате отключения части нагрузки на 10 кВ не удается сохранить хотя бы небольшую часть более приоритетной группы нагрузок на уровне 0,4 кВ по социально-экономическим факторам и уровням ответственности.

Устройства АЧР являются одной из важных подсистем автоматики ограничения снижения частоты (АОСЧ). Она обеспечивает предотвращение лавины частоты (АЧР-I) и повреждений лопаток турбин (АЧР-II). В настоящее время и пусковые, и исполнительные органы АЧР размещаются по подстанциям энергосистемы на 10 кВ. При проектировании устройств АЧР ставится вопрос минимизации ущербов от аварийного прекращения питания.

В последние годы при динамичном развитии институтов гражданского общества, а также развития малого и среднего бизнеса реальная значимость отдельных электроприемников может резко изменяться, что, конечно, не могло быть учтено при создании систем электроснабжения данной территории.

II. СУЩЕСТВУЮЩИЕ РАССТАНОВКИ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ

При распределении отдельных электроприемников по очередям АЧР-I и АЧР-II учитывается степень их ответственности, и отключение происходит по категориям: сначала отключаются потребители III и потом II категории ответственности. Для обеспечения требуемого суммарного объема к АЧР допустимо подключать и приемники I категории. Также с учетом характера снижения частоты применяется дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР) в объемах и уставках по времени и частоте в соответствии с [1].

Для удовлетворения требования минимизации ущерба при отключении потребителей дана рекомендация по установке устройств АЧР непосредственно у потребителей [2]. В этом случае отключение нагрузки осуществляется с большей избирательностью, с учетом их ответственности, при этом незначительные затраты на дополнительную аппаратуру позволяют значительно уменьшить ущерб от перерыва электроснабжения потребителей при работе АЧР, а также в перспективе приведут к возможности оперативного диспетчерского управления.

Известно, что удельный объем ущербов при внезапных отключениях может быть значительным, например, для сфер телекоммуникаций, систем брониров-

ания авиабилетов, операций по кредитным картам и банковской сферы, а также производства полупроводников и автомобилестроения часовая стоимость (объем ущерба) составляет от 30 тысяч до 6 млн евро [3, 4].

III. НЕОБХОДИМОСТЬ ПЕРЕВОДА КОМАНДЫ УСТРОЙСТВ АЧР НА УРОВЕНЬ 0,4 кВ

В последнее время получают большое распространение новые технологии, аппараты и установки, которые предъявляют повышенные требования к бесперебойности электроснабжения. Практически это происходит за счет применения микроконтроллерных устройств управления, систем автоматизации и компьютерной техники в производственных процессах, а также функционирования объектов городского и сельского хозяйства, светофорных объектов и высокотехнологичных производств, работы информационных корпоративных подсистем и комплексов, систем теплоснабжения, освещения массовых мероприятий и т.п.

Увеличение доли чувствительных электроприемников в составе нагрузок системы электроснабжения бытовых, промышленных, административных, транспортно-городских объектов ужесточает требования к надежности и бесперебойности электроснабжения таких приемников.

Кроме этого, во многих случаях могут проявляться факторы социальной значимости (больницы, школы, общественные и зрелищные заведения т.п.).

Следует отметить, что учитываемые при отключениях от АЧР факторы социально-экономической значимости могут динамически существенно изменяться в зависимости от времени суток, сезона, смены собственников, что отражает потребности потребителей.

При рассмотрении вопроса о противоаварийном управлении нагрузкой необходимо учитывать актуальные общесистемные требования. К таким требованиям относится возможность мобилизации такого резерва повышения надежности энергосистемы, как управление нагрузкой потребителей электроэнергии [5]. При этом потребители с управляемой нагрузкой оказывают услугу по выводу ЕЭС России из аварийных ситуаций и повышают системную надежность. Именно такое преобразование и реализует рассматриваемая в данной статье двухуровневая система АЧР

Все эти факторы обуславливают вывод о целесообразности поэтапного перевода реализации управляющих воздействий АЧР на уровень 0,4 кВ с целью адекватного и динамического учета социально-экономической значимости отдельных электроприемников для некоторых фидеров.

В настоящее время имеется возможность удовлетворить дополнительные требования к обеспечению надежности и качества электроснабжения отдельных электроприемников. Имеется в виду наличие функции управления электроприемниками в составе счетчиков автоматизированно-информационно-измерительной системы контроля и учета электроэнергии (АИИСКУЭ) при наличии управляемых автоматических выключателей у потребителей. В статье предлагается новый способ реализации команд устройств АЧР на уровне 0,4 кВ. Его особенность состоит в том, что практически без допол-

нительной аппаратуры и сохранении существующего принципа работы устройств АЧР можно повысить надежность электроснабжения особо важных электроприемников при длительных дефицитах мощности за счет перевода управляющего воздействия от устройств АЧР на уровень 0,4 кВ.

В [6] рассмотрены четыре возможных варианта технической реализации перевода управляющих воздействий команды АЧР на уровень 0,4 кВ.

IV. ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ НОВОЙ ПОДСИСТЕМЫ УСТРОЙСТВ АЧР

Для реализации передачи управляющих воздействий на уровень 0,4 кВ предусматривается двухуровневая структура программно-технических средств, состоящая из уже существующих устройств, в которых осуществляется модификация программного обеспечения. На высшем уровне функционируют существующие устройства АЧР, и это обеспечивает контроль их уставок со стороны энергосистемы. Исполнительная подсистема находится на уровне 0,4 кВ в зоне владения потребителей электроэнергии.

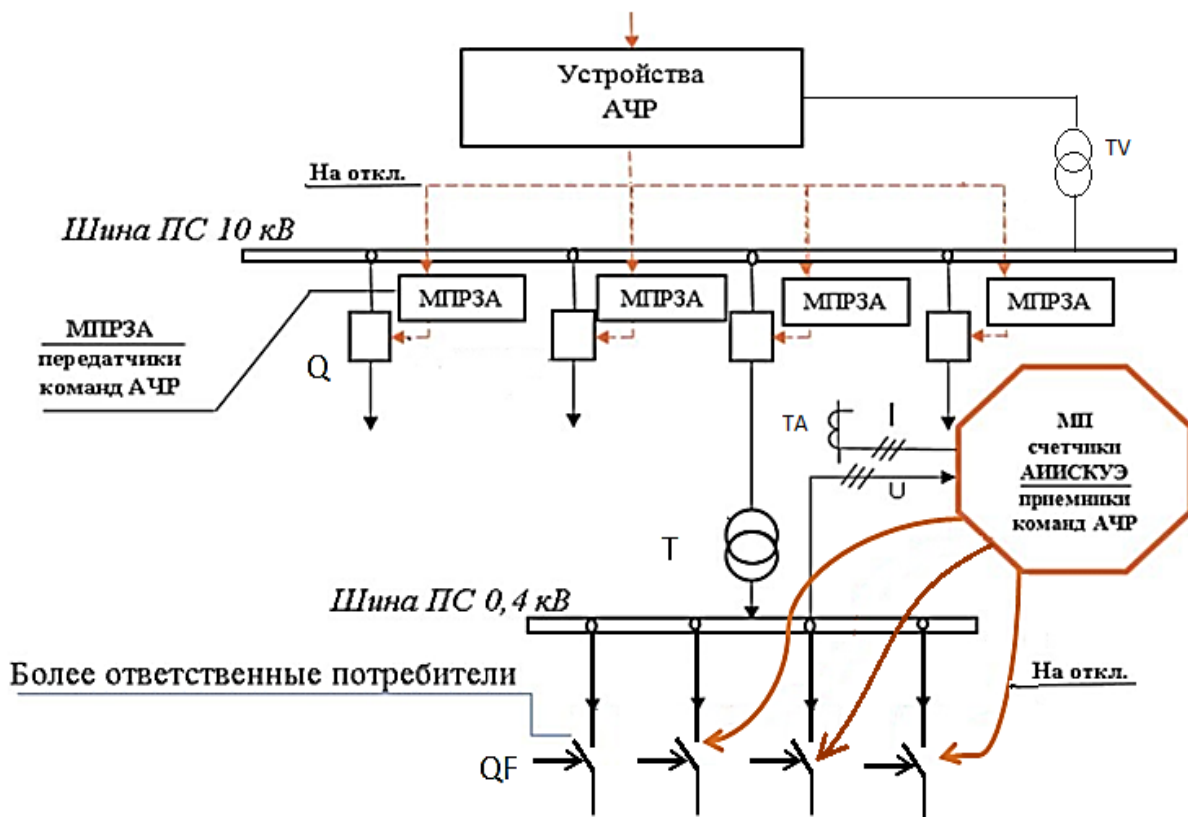
Эта структура изображена на рисунке. Структура состоит из следующих элементов:

- устройства АЧР на подстанции 10 кВ;
- микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики (МПРЗА), осуществляющие защиту и управление фидерами 10 кВ;
- выключатели на 10 кВ (Q);
- модифицированные микропроцессорные счетчики АИИСКУЭ с контактами управления нагрузки;
- управляемые выключатели 0,4 кВ (QF).

Действие двухуровневой системы после срабатывания устройств АЧР начинается с манипуляции рабочего напряжения выключателем Q на уровне 10 кВ по командам МПРЗА и вызывает провал напряжения на 0,4 кВ. Этот провал имеет определенную длительность, а исполнительные устройства, которые стоят у электроприемников, реагируют именно на эту длительность провала с учетом собственных времен отключения и включения выключателя Q на подстанциях 10 кВ и дополнительных искажений длительности провала за счет свойств нагрузки (двигателей).

В качестве приемных устройств используются микропроцессорные счетчики АИИСКУЭ, контакты которых использованы для непосредственного отключения электроприемников 0,4 кВ, или организуется отключение группы менее ответственных электроприемников через автоматические выключатели с дистанционным управлением. При этом ответственные потребители после провала остаются в работе.

Создание провала напряжения является недостатком рассматриваемого способа, однако достоинством данного варианта является простота его реализации. Следует учитывать, что все основные средства для перевода управляющих воздействий АЧР на уровень 0,4 кВ уже имеются.



Структурная схема реализации команд АЧР на уровне 0,4 кВ

V. ВЫБОР ДЛИТЕЛЬНОСТИ КОМАНДЫ АЧР

Использование длительности провала в качестве информационного принципа при передаче команд АЧР на уровне 0,4 кВ предусматривает оценку возможных искажений. Расчетные значения этих искажений необходимо учитывать при практической реализации двухуровневого комплекса.

Фактическая длительность провала $t_{\text{фак}}$ зависит от восьми составляющих:

- $t_{\text{зад}}$ – заданной длительности провала, формируемой таймером в МПРЗА в цикле $O - B$ (цикл отключения и включения выключателя), с;
- $\Delta t_{\text{зад}}$ – погрешности формирования $t_{\text{зад}}$ в МПРЗА, с;
- $t_{\text{откл}}$ – собственного времени отключения выключателя Q , с;
- $\Delta t_{\text{откл}}$ – разброса времени отключения $t_{\text{откл}}$ Q , с;
- $t_{\text{вкл}}$ – собственного времени включения выключателя Q , с;
- $\Delta t_{\text{вкл}}$ – разброса времени включения $t_{\text{вкл}}$, с;
- $\Delta t_{\text{выб}}$ – задержки начала провала, обусловленной выбегом двигательной нагрузки, с;
- $\Delta t_{\text{с.з}}$ – задержки окончания провала, обусловленной самозапуском двигательной нагрузки, с.

При этом фактическая длительность провала:

$$t_{\text{фак.пров}} = t_{\text{зад.пров}} \pm \Delta t_{\text{пров}},$$

причем

$$t_{\text{зад.пров}} = t_{\text{зад.МПРЗА}} - t_{\text{откл}} + t_{\text{вкл}};$$

$$\Delta t_{\text{пров}} = t_{\text{с.зап}} - t_{\text{выб}} \pm \Delta t_{\text{зад.МПРЗА}} \pm \Delta t_{\text{откл}} \pm \Delta t_{\text{вкл}}.$$

Из приведенного выражения видно, что разбросы времени действия аппаратуры и влияние двигательной нагрузки определяют наличие разброса фактической длительности провала. Определение количественных значений этих величин является задачей дальнейшей работы и необходимо для выбора пределов искажений длительности провала-команды и уставок по времени.

VI. ВЫВОДЫ

1. Известные общие требования к устройствам АЧР при переводе их действия на уровень 0,4 кВ остаются неизменными и предусматривают высокое быстродействие АЧР-I с разбивкой по частоте многочисленных очередей с шагом около 0,1 Гц. Реализация АЧР-I и АЧР-II с учетом возможного применения дополнительной автоматической разгрузки (ДАР) в объемах и уставках по времени и частоте происходит в соответствии с [1].

2. Расположение устройств АЧР остается неизменным на уровне 10 кВ с сохранением принятого регламента их эксплуатации работниками энергосистемы.

3. Действие на отключение электроприемников 0,4 кВ по алгоритмам АЧР может быть избирательно размещено на уровень 0,4 кВ по требованиям потребителей в соответствии с ПУЭ (пункт 1.2.13), с целью сохранения части более ответственной нагрузки по социально-экономическим обоснованиям.

4. Кажущаяся задержка в реализации команды на отключение потребителей 0,4 кВ с использованием искусственного кратковременного провала на самом деле не приводит к замедлению действия АЧР, так как первое отключение проходит без выдержки времени с избытком по мощности.

Список литературы

- [1] Оперативно-диспетчерское управление, автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2013.
- [2] Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.
- [3] Leonardo Power Quality Initiative – rapport 2.1.

- [4] Вихров М.Е. Обеспечение бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей // Матер. докл. V Междунар. молодеж. науч. конф. «Тинчуринские чтения» / Под общ. ред. д-ра физ.-мат. наук, проф. Ю.Я. Петрушенко. В 4 т.; т. 3. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2010. – С. 100–101.
- [5] Эдельман В.И. Механизм развития механизмов управления надежностью электроснабжения в современных условиях. № 8. – М., 2015. 132 с. (Приложения к журналу «Энергетик». Библиотечка электротехника).
- [6] Гиёев Б.М., Арцишевский Я.Л. Надежность электроснабжения ответственных потребителей 0,4 кВ при действии АЧР // Перспективы развития электроэнергетики и высоковольтного электротехнического оборудования. Коммутационные аппараты, преобразовательная техника, микропроцессорные системы управления и защиты: ТРАВЭК-2015: матер. XXII Междунар. науч.-техн. конф. – М., 2015.

Ограничение токов короткого замыкания применением токоограничивающих реакторов 110 кВ в Башкирской энергосистеме, решение задач определения места повреждения на ВЛ 110 кВ с токоограничивающими реакторами

А.М. Гилимханов, И.О. Трофимович, Л.В. Назарова
Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ
Уфа, Россия
trofimovich@rb.so-ups.ru

Ввод в работу генерирующего оборудования, как правило, вызывает увеличение токов короткого замыкания в прилегающей сети. При значительном увеличении токов короткого замыкания необходима замена большого количества дорогостоящего оборудования. Одним из мероприятий по ограничению токов короткого замыкания является применение токоограничивающих реакторов. Однако применение токоограничивающих реакторов вызывает ряд проблем в части релейной защиты ЛЭП и оборудования, в цепи которых устанавливаются токоограничивающие реакторы. Реакторы значительно снижают чувствительность устройств релейной защиты элементов, в цепи которых они установлены, и может возникнуть необходимость реконструкции устройств релейной защиты данных ЛЭП и оборудования. Еще одна проблема – это сложность определения расчетного места повреждения при коротком замыкании на данной ЛЭП.

Ключевые слова: токоограничивающие реакторы, устройства ОМП, короткое замыкание, ЛЭП.

Short-circuit current limitation by using current-limiting reactors 110 kV in the power supply system of republic of Bashkortostan, solution to the problem of localization of faults on power supply line with current-limiting reactors 110 kV

A.M. Gilimhanov, I.O. Trofimovich, L.V. Nazarova
«SO UPS», JSC. RDU Republic of Bashkortostan
Ufa, Russia
trofimovich@rb.so-ups.ru

Commissioning generating equipment generally causes an increase in short-circuit current in the adjacent grid. With a significant increase in short-circuit currents is necessary to replace a large number of expensive equipment. One of the measures to limit short-circuit current is the use of current-limiting reactors. However, the use of current-limiting reactors causes a number of problems in terms of relay protection of transmission lines and equipment, which is installed in the circuit current limiting reactors. Reactors significantly reduce the sensitivity of the relay protection settings of elements in the chain of which they are installed, and it may be necessary reconstruction of relay protection of transmission lines and equipment of these devices. Another problem which has arisen as a result of the installation of current-limiting reactors at the power lines – the definition of the estimated fault location during short-circuit in this transmission line.

Keywords: limiting reactors, localization of faults, short circuit, power supply line.

I. ВВЕДЕНИЕ

Ввод в работу генерирующего оборудования, как правило, вызывает увеличение токов короткого замыкания (далее – КЗ) в прилегающей сети. При значительном увеличении токов КЗ в прилегающей сети, требующем замены большого количества дорогостоящего оборудования, прежде чем принимать решение о замене оборудования, необходимо рассмотреть и оценить эффективность мероприятий по ограничению токов КЗ. К основным рекомендуемым мероприятиям по ограничению токов КЗ относятся: секционирование сети в нормальном режиме, опережающее деление сети

в режиме КЗ, разземление части нейтралей трансформаторов, применение токоограничивающих реакторов.

При разработке схемы выдачи мощности Ново-Салаватской ПГУ (410 МВт) результаты расчетов показали, что увеличение токов КЗ в сети 110 кВ в связи с вводом Ново-Салаватской ПГУ приводит к необходимости замены 22 выключателей 110 кВ на Ново-Салаватской ТЭЦ и 13 выключателей 110 кВ на Салаватской ТЭЦ, и другого оборудования 110 кВ. Из всех рассмотренных мероприятий по ограничению токов КЗ в сети 110 кВ наиболее эффективным оказалось применение токоограничивающих реакторов 110 кВ.

В результате проектом было принято решение об установке токоограничивающих реакторов 110 кВ индуктивным сопротивлением 6 Ом в цепи секционных выключателей 1СВ, 2СВ, соединяющих системы шин ЗРУ-110 кВ № 1, ЗРУ-110 кВ № 2 Ново-Салаватской ТЭЦ и на ВЛ 110 кВ Ново-Салаватская ТЭЦ – Салаватская ТЭЦ-1, -2. Данное решение позволило существенно снизить уровни токов КЗ в сети 110 кВ при вводе Ново-Салаватской ПГУ и полностью исключить необходимость замены выключателей 110 кВ Ново-Салаватской ТЭЦ и Салаватской ТЭЦ (рис. 1).

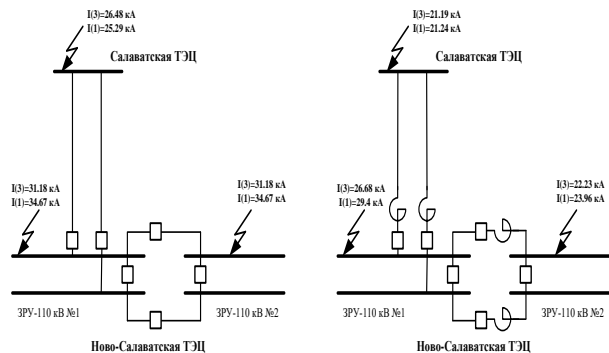


Рис. 1. Уровни токов КЗ в сети 110 кВ до установки токоограничивающих реакторов 110 кВ и после

II. СНИЖЕНИЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕМЕНТОВ, В ЦЕПИ КОТОРЫХ УСТАНОВЛЕННЫ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИЕ РЕАКТОРЫ

Однако применение токоограничивающих реакторов вызывает ряд проблем в части релейной защиты линий электропередач (далее – ЛЭП) и оборудования, в цепи которых устанавливаются токоограничивающие реакторы. Реакторы значительно снижают чувствительность параметров настройки устройств релейной защиты элементов, в цепи которых они установлены, и может возникнуть необходимость реконструкции устройств релейной защиты данных ЛЭП и оборудования. Анализ результатов проверочных расчетов параметров настройки устройств релейной защиты секционных выключателей 1СВ, 2СВ Ново-Салаватской ТЭЦ с учетом установки в их цепи токоограничивающих реакторов показал, что существующие дифференциальная защита шин 110 кВ, в зону действия которой входят секционные выключатели и реакторы, и делительные защиты секционных выключателей 1СВ, 2СВ Ново-Салаватской ТЭЦ в некоторых режимах работы энергосистемы не обеспечивают требуемую чувствительность, и необходимо либо предусмотреть замену существующих дифференциальных защит шин и делительных защит секционных выключателей, выполненных на электромеханических реле, на микропроцессорные терминалы, либо предусмотреть для токоограничивающих реакторов установку индивидуальной защиты, а также изменение логики действия защит трансформаторов связи и блочных трансформаторов Ново-Салаватской ТЭЦ. Например, при выведенной дифференциальной защите I, II СШ ЗРУ-110 кВ № 1 вводится оперативное ускорение максимальной токовой защиты и токовой защиты обратной последовательности на трансформаторе связи 1Т

с выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение ВВ-110 кВ ШСВ, В1 АТ-1, ВЭ-110 кВ 1СВ и с выдержкой времени 2 с с действием на отключение В-110 1Т (рис. 2).

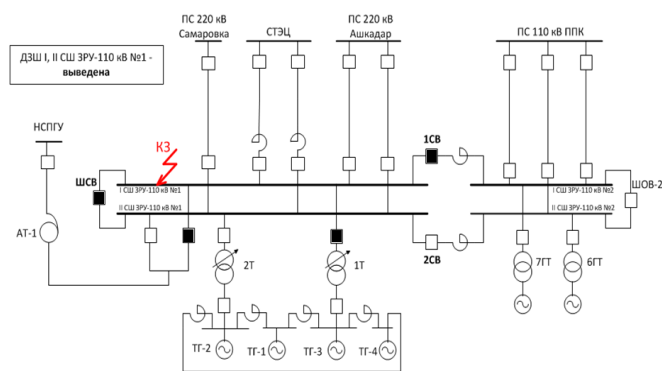


Рис. 2. Изменение логики действия защит трансформаторов связи и блочных трансформаторов Ново-Салаватской ТЭЦ

Анализ результатов проверочных расчетов параметров настройки устройств релейной защиты ВЛ 110 кВ Ново-Салаватская ТЭЦ – Салаватская ТЭЦ-1, -2 с учетом установки токоограничивающих реакторов показал, что для обеспечения требуемой чувствительности реконструкция существующих устройств релейной защиты не требуется, но необходимо значительное изменение существующих уставок, что, в свою очередь, влечет за собой необходимость пересмотра параметров настройки устройств релейной защиты ЛЭП и оборудования прилегающей к ВЛ 110 кВ Ново-Салаватская ТЭЦ – Салаватская ТЭЦ-1, -2 сети по условию селективности. Таким образом, установка токоограничивающих реакторов на ВЛ 110 кВ Ново-Салаватская ТЭЦ – Салаватская ТЭЦ-1, -2 потребовала проведения большого объема работ по перерасчету и изменению уставок срабатывания устройств релейной защиты прилегающей сети. Установка токоограничивающих реакторов в цепи секционных выключателей 1СВ, 2СВ Ново-Салаватской ТЭЦ привела к необходимости установки дополнительных трансформаторов тока для выполнения индивидуальной защиты данных реакторов.

Также в ходе выполнения проверочных расчетов было выявлено, что значения переходных восстанавливающихся напряжений на контактах выключателей ЗРУ-110 кВ № 1 Ново-Салаватской ТЭЦ, включенных последовательно с токоограничивающими реакторами, не соответствуют нормативным значениям ГОСТ. Таким образом, для ограничения переходных восстанавливающихся напряжений на контактах выключателей потребовалась установка конденсаторов.

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОГО МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ПРИ КЗ НА ЛЭП С ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИМИ РЕАКТОРАМИ

Еще одна проблема, возникшая вследствие установки токоограничивающих реакторов 110 кВ на ВЛ 110 кВ Ново-Салаватская ТЭЦ – Салаватская ТЭЦ-1, -2, – это определение расчетного места повреждения при КЗ на данной ВЛ.

Для определения расчетного места повреждения в филиалах АО «СО ЕЭС» диспетчером оперативно-диспетчерской службы используется приложение «ОМП

для диспетчеров» программного комплекса «АРМ СРЗА» (далее – ПК «АРМ СРЗА»).

Алгоритм, используемый для определения расчетного места повреждения в приложении «ОМП для диспетчеров» ПК «АРМ СРЗА», – это расчет по параметрам аварийного режима. Параметры аварийного режима – фиксированные (измеренные) во время КЗ токи и напряжения обратной или нулевой последовательности, полученные с фиксирующих приборов и регистраторов аварийных событий, установленных как на поврежденной ЛЭП, так и на других ЛЭП.

В связи с тем, что замеры напряжений, полученных с фиксирующих приборов и регистраторов аварийных событий, осуществляются до реактора, то для определения места повреждения на ЛЭП необходимо включить реактор в элемент ЛЭП, т.е. в ПК «АРМ СРЗА» ветвь с реактором задать с тем же номером элемента, что и номер элемента ЛЭП. При этом при задании длины ветви с реактором $L = 0$ км, приложение «ОМП для диспетчеров» программного комплекса «АРМ СРЗА» расчет не производит, так как для определения места повреждения необходимо, чтобы в каждой ветви элемента была задана длина, отличная от нуля. Поэтому для того, чтобы программа выполняла расчет места повреждения, необходимо в окне «параметры ветви» приложения «Графический редактор» программного комплекса «АРМ СРЗА» задать значение длины ветви реактора, близкое к нулю, например $L = 0,001$ км. Таким образом, смоделировав КЗ на ВЛ 110 кВ Ново-Салаватская ТЭЦ – Салаватская ТЭЦ-1, получаем в приложении «ОМП для диспетчеров» ПК «АРМ СРЗА» расчетное место повреждения. При этом в случаях, когда программа выдает место повреждения $L = 0$ км от шин того объекта, где расположены реакторы, считаем, что КЗ произошло в реакторе или на его выводах.

Также для определения места повреждения на ЛЭП 220–110 кВ на объектах электроэнергетики устанавливаются устройства определения места повреждения (далее – устройства ОМП), которые по одностороннему замеру параметров КЗ позволяют сразу получать непосредственный отчет расстояния до места повреждения при всех видах КЗ. В устройствах ОМП реализован метод ОМП по параметрам аварийного режима.

Устройство непрерывно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов токов и напряжений $I_A, I_B, I_C, 3I'_0, U_A, U_B, U_C$, а также расчет токов и напряжений симметричных составляющих $I_0, I_1, I_2, U_0, U_1, U_2$, используемых для пусковых органов. При срабатывании пусковых органов устройство фиксирует в своей памяти осциллограмму всех входных сигналов, а после возврата пусковых органов определяет вид повреждения и производит расчет расстояния до места короткого замыкания.

Для определения расстояния до места КЗ в параметры настройки устройства ОМП необходимо задать конфигурацию линии – удельные параметры линии, при этом линия разбивается на отдельные однородные участки. Установка токоограничивающего реактора на ЛЭП не позволяет точно определить расстояние до места повреждения в устройстве ОМП.

Для определения расчетного места повреждения на ЛЭП, на которых установлены токоограничивающие

реакторы, в параметры настройки устройств ОМП необходимо ввести фиктивный участок L по длине линии (первый), величина которого будет определяться допустимым диапазоном задания удельных параметров.

Уставки по данному участку ввести следующие:

$$X_{1, \text{yo}} = X_1 / L; \quad (1)$$

$$R_{1, \text{yo}} = R_1 / L; \quad (2)$$

$$X_{0, \text{yo}} = X_0 / L; \quad (3)$$

$$R_{0, \text{yo}} = R_0 / L, \quad (4)$$

где X_1, R_1 – сопротивления реактора прямой последовательности (Ом); X_0, R_0 – сопротивления реактора нулевой последовательности (Ом); L – длина фиктивного участка (км).

Этот участок опишет влияние реактора. Уставки следующих участков останутся без изменения, номера данных участков сдвинутся на единицу.

Далее, при показе расстояния до места КЗ, следует вычестить из отображаемого расстояния длину фиктивного участка. Остаток и будет требуемым расстоянием до места повреждения.

Таким образом, на устройствах ОМП, на которых реализован метод ОМП по параметрам аварийного режима, необходимо задавать параметры настройки в устройствах ОМП вышеуказанным методом.

IV. Выводы

Применение токоограничивающих реакторов 110 кВ в качестве мероприятия по ограничению токов КЗ в сети 110 кВ при вводе в работу генерирующего оборудования позволяет значительно снизить или полностью исключить необходимость замены оборудования. Однако токоограничивающие реакторы значительно снижают чувствительность параметров настройки устройств релейной защиты ЛЭП и оборудования, в цепи которых они установлены, и может возникнуть необходимость реконструкции устройств релейной защиты данных ЛЭП и оборудования, кроме того, необходимо выполнить большой объем работ по расчету и изменению уставок срабатывания устройств релейной защиты прилегающей сети. Для ограничения переходных восстанавливающихся напряжений на контактах выключателей необходима установка конденсаторов.

Для определения расчетного места повреждения на ЛЭП 110 кВ с токоограничивающими реакторами с использованием приложения «ОМП для диспетчеров» ПК «АРМ СРЗА» необходимо задать одинаковый номер элемента для ветви с реактором и ветвей ЛЭП, а также в схеме замещения, применяемой при расчете, для ветви с реактором задать значение длины, близкое к нулю.

Для определения расчетного места повреждения на ЛЭП 110 кВ с токоограничивающими реакторами в широко распространенных микропроцессорных устройствах ОМП, на которых реализован метод ОМП по параметрам аварийного режима, необходимо учитывать длину фиктивного участка.

Список литературы

- [1] Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
- [2] Аржанников Е.А., Чухин А.М. Методы и приборы определения повреждения на линиях электропередачи // М.: НТФ Энергопрогресс, 1998. – 64 с.
- [3] Специализированная локальная вычислительная сеть «Черный ящик» // Руководство по эксплуатации. – ФЮКВ 422231.010РЭ.
- [4] Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхерд А.А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – 368 с.
- [5] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 3. Защита шин 6-220 кВ станций и подстанций. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961.
- [6] РД 34.20.175. Указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 110 кВ и выше. Энергосетьпроект, 1971.

Опыт эксплуатации АСУ ТП на примере ПС 330 кВ Машук и ПС 330 кВ Ставрополь. Предложения по его совершенствованию

Г.Р. Головнев^{1,2}, Э.Р. Григорян^{1,2}, Д.Н. Гура^{1,2}, А.Л. Корольков¹

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ
Пятигорск, Россия

²ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»
Ставрополь, Россия
Golovnevgr@yandex.ru

Одной из наиболее актуальных задач в электроэнергетике России в настоящее время является повышение бизнес-эффективности энергообъектов и всей энергетической системы в целом. Современным решением данной задачи является внедрение автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) подстанций (ПС) магистральных и распределительных сетей. Информация, получаемая в АСУТП ПС непосредственно от энергообъекта, является источником технологического управления для всех уровней ЕНЭС и распределительных сетей. Реализация команд управления, выработанных на любых уровнях управления, производится также на ПС. Таким образом, АСУТП ПС играют ключевую роль во всей проблеме автоматизации управления ЕНЭС. В работе был проведен анализ эффективности работы АСУТП на ПС 330 кВ Машук и сделаны предложения по его совершенствованию в целях обеспечения повышения управляемости оборудования ПС 330 кВ Машук и степени контроля его состояния, а также дальнейшего перехода к концепциям цифровой подстанции (ЦПС) и SmartGrid.

Ключевые слова: автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП), цифровая подстанция, удаленный доступ, управление энергообъектом, микропроцессорные устройства.

Operating experience of industrial control system on the example of substation 330 kV Mashuk and substation 330 kV Stavropol. Suggestions for its improvement

Grigoriy Golovnev^{1,2}, Ernest Grigoryan^{1,2}, Denis Gura^{1,2}, Aleksandr Korol'kov¹

¹The branch of JSC «System operator of unified energy network» North Caucasus RDU
Pyatigorsk, Russia

²North-Caucasus Federal University
Stavropol, Russia
Golovnevgr@yandex.ru

One of the most actual tasks in power industry of Russia is increase of business efficiency of power facilities and all power system now in general. The modern solution of this problem is introduction of automated process control systems by substations (SS) of the high-level and distributive networks. Information obtained in industrial control system of SS directly from a power facility is a source of technological management for all ENES levels and distributive networks. Realization of the teams of management developed at any levels of management is made also on substations. Thus, industrial control system of SS plays a key role in all problem of automation of management of ENES. In this paper was done the analysis of overall performance of industrial control system on PS 330 kV Mashuk is carried out and offers on its improvement are made to achieve ensuring increase of controllability of the equipment PS 330 kV Mashuk and extents of control of his state and further transition to concepts of «Digital substation» and «SmartGrid».

Keywords: automated process control system (industrial control system), digital substation, remote access, management of a power facility, microprocessor devices.

1. ВВЕДЕНИЕ

Внедрение автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП) на действующих подстанциях (ПС) в рамках их модернизации отвечает целям, поставленным программами инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС». В программе инновационного развития (ПИР) ПАО «ФСК ЕЭС» отмечается, что инновационный сценарий развития компании предусматривает сочетание восстановительной и точечной глубокой инновационной модернизации [1].

Это обуславливает необходимость развития технологии АСУТП как составной части будущей концепции интеллектуальной сети. Кроме того, ПИР АО «СО ЕЭС» конкретизирует идеи и направления инновационного развития технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, выделяя следующие цели развития компании [2]:

- Инновационное развитие технологии централизованного управления электроэнергетическим режимом ЕЭС РФ.

- Развитие и совершенствование инструментов, создаваемых специально для поддержки осуществляемых функций по оперативно-диспетчерскому управлению.
- Развитие и совершенствование современных инструментов поддержания требуемого уровня надежности и надлежащего качества функционирования ЕЭС.

В 2010 – 2011 гг. ПАО «НТЦ ФСК ЕЭС», ОАО «Институт «Энергосетьпроект» и ЗАО «Континуум» по заказу ПАО «ФСК ЕЭС» была разработана концепция программно-аппаратного комплекса «Цифровая подстанция ЕНЭС». Тогда же были начаты работы в рамках опытного полигона для отработки и комплексных испытаний основных элементов и подсистем цифровой подстанции (ЦПС), а также комплексных технологических решений по управлению технологическими процессами ЦПС. Созданный опытный полигон выполняет роль электросетевого комплекса по созданию АСУТП подстанции в соответствии с технологией ЦПС [3].

Востребованность в широком внедрении технологии АСУТП проявляется в специфике работы специалистов АО «СО ЕЭС». В частности, специалисты различных служб диспетчерских центров (ДЦ) получают следующие преимущества:

- получение наиболее полных сведений об аварийных режимах и других нарушениях нормального режима, архивация полученных данных для их последующего анализа и ведения статистики;
- контроль текущих значений режимных параметров посредством телеизмерений; информация о результате действий РЗА.

II. ОБЗОР ПС

К рассмотрению и последующему анализу в статье будут приняты ПС 330 кВ Машук и ПС 330 кВ Ставрополь, подведомственные филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» – Ставропольскому ПМЭС.

A. ПС 330 кВ Машук

ПС 330 кВ Машук, введенная в эксплуатацию в 1936 г., является основной ПС, питающей регион Кавказских Минеральных Вод. Она обеспечивает электроснабжение городов Ессентуки, Железноводск, Пятигорск, а также транзит электроэнергии с Невинномысской ГРЭС и каскада Кубанских ГЭС в Ставропольский край и на объекты Кабардино-Балкарской Республики. В 2008 г. произведена полная реконструкция ПС, одним из результатов которой стало оснащение ПС системой АСУТП.

АСУТП ПС 330 кВ Машук обеспечивает решение задач управления, контроля, измерений и диагностики с передачей информации в филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга и филиал «СО ЕЭС» ОДУ Юга. Таким образом, средства АСУТП ПС 330 кВ Машук являются нижним уровнем иерархической системы диспетчерского и технологического управления объединенной электроэнергетической системы Юга. За годы эксплуатации АСУТП были выявлены и решены проблемы, обозначенные в табл 1.

ТАБЛИЦА I. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ, СВЯЗАННЫХ С ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ АСУТП В СОСТАВЕ ПС 330 кВ МАШУК

п/п	Событие	Причина
1	Потеря цепей сигнализации ОРУ 110 кВ	Некачественная кабельная продукция
2	Потеря цепей управления ОРУ 35 кВ	
3	Сбой программного обеспечения АСУТП	Использование системы АСУТП до полного окончания наладочных работ по данной системе

Все вышеуказанные проблемы устранены в процессе эксплуатации АСУТП.

B. ПС 330 кВ Ставрополь

ПС 330 кВ Ставрополь трансформаторной мощностью 375 МВА введена в эксплуатацию в 1972 г. Она обеспечивает электроснабжение городов Ставрополь и Невинномысск с населением около 1 млн человек, а также более 400 крупных промышленных предприятий Ставропольского края. АСУТП на данной ПС отсутствует. Передача информации на вышестоящие уровни управления производится аппаратурой ТМ-800, технически и морально устаревшей.

III. СРАВНЕНИЕ СИСТЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ С ПС 330 кВ МАШУК И ПС 330 кВ СТАВРОПОЛЬ

Система телемеханики являлась базой для построения АСУТП электрических станций и ПС [4], на сегодняшний день она морально и, что более важно, технически устарела. Несмотря на это, телемеханика все еще широко применяется в ЕНЭС России. Сравнение функционального состава АСУТП, установленной на ПС 330 кВ Машук, с системой телемеханики ТМ-800, установленной на ПС 330 кВ Ставрополь, представлено в табл. II.

ТАБЛИЦА II. СРАВНЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО СОСТАВА АСУТП И ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Функция	ПС 330 кВ Машук (АСУТП)	ПС 330 кВ Ставрополь (ТМ-800)
Сбор информации о состоянии объекта	Расширенный	Ограниченный
Дистанционное управление коммутационными аппаратами объекта	+	-
Автоматический контроль исправности канала связи	+	+
Управление функциями терминалов РЗА	+	-
Архивирование информации с интегрируемых подсистем	+	-
Передача информации на вышестоящие уровни управления	+	+
Визуализация технологических процессов	+	-

Таким образом, АСУТП ПС 330 кВ Машук является более технологически совершенной и многофункциональной, чем система ТМ-800 ПС 330 кВ Ставрополь.

IV. ПРОБЛЕМЫ, КОТОРЫЕ НЕОБХОДИМО УЧИТЫВАТЬ ПРИ СОЗДАНИИ НОВЫХ ЦПС, И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Создание новых ЦПС на базе стандарта МЭК-61850 требует разработки новых подходов и регламентов пусконаладочных работ. Для устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) выделяются следующие необходимые проверки [5].

- Корректная подписка и обработка входящих SV-потоков.
- Прием и выдача GOOSE-сообщений в соответствии с конфигурацией устройства. Несмотря на активное использование GOOSE-сообщений в отечественной энергетике, необходимо отметить ограниченность использования этого инструмента. Используется небольшая часть функций и возможностей из всех тех, что регламентирует стандарт МЭК-61850. Для преодоления трудностей, связанных с использованием GOOSE-сообщений, необходимы доработки как самого стандарта МЭК-61850, так и непосредственно устройств РЗА [6].
- Проверка уставок срабатывания функций устройства.
- Возможность тестирования устройств в соответствии со второй редакцией стандарта МЭК-61850 с использованием атрибутов данных.

Стоит выделить также такую проблему, как функциональная несовместимость используемых на объекте устройств РЗА согласно стандарту МЭК-61850.

Одним из важнейших принципов стандарта МЭК-61850 является функциональная совместимость устройств различных производителей. Исследования отечественных специалистов на предмет функциональной совместимости устройств различных производителей показали, что два разных устройства не обеспечивают взаимной функциональной совместимости, даже при наличии у них сертификатов на соответствие стандарту МЭК-61850 [6]. Причинами этого являются:

- различие в числе логических устройств в каждом из физических устройств.
- различие в форматах используемых GOOSE-сообщений.

На первоначальной стадии реализации проектов следует обращаться к дополнительным документам, предоставляемым производителями к каждому отдельному устройству, таким как PICS (о соответствии реализуемых протоколов требованиям стандарта), MICS (о соответствии информационной модели устройства требованиям стандарта) и PIXIT (дополнительная информация о реализуемых протоколах для целей тестирования устройств). Эти документы описывают возможности, реализованные в том или ином устройстве. Информация, содержащаяся в них, должна быть использована при процедуре тестирования устройств различных производителей на функциональную совместимость, если таковые используются на объекте [7].

С повышением уровня технического совершенства информационно-технических систем и комплексов РЗА на

ПС экстремально увеличилось количество обрабатываемых и регистрируемых АСУТП сигналов. Указанный рост объемов информации существенно усложняет оперативный контроль и анализ технологических процессов. Для обеспечения эффективной работы персонала требуется унификация и структурирование представления информации о состоянии силового оборудования и протекающих в нем процессов. Особенно важной эта задача становится при возникновении технологических нарушений, связанных с работой устройств РЗА. В связи с этим возникает ситуация, когда информационное обеспечение РЗА и АСУТП становится малополезным, так как, ввиду отсутствия формализации лингвистического обеспечения, анализ накопленных данных персоналом становится практически невозможным [8].

V. РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ЦПС И АСУТП

Переход к качественно новым системам автоматизации и управления и, как следствие, развитие программно-технического комплекса (ПТК) АСУТП возможны при использовании стандартов и технологий ЦПС, к которым относятся [4]:

1. Стандарт МЭК-61850.

Основной особенностью и отличием стандарта МЭК-61850 от других стандартов является то, что в нем регламентируются не только вопросы передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем ПС, схем защит, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются возможности использования новых цифровых измерительных устройств, на основе которых строятся ПС, управляемые цифровыми интегрированными системами. Все информационные связи на таких ПС выполняются цифровыми, что открывает возможности быстрого прямого обмена информацией между устройствами [4].

2. Цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения.

Цифровые измерительные трансформаторы передают мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК-61850-9-2 устройствам уровня присоединения по каналу Ethernet в виде ширококвещательных пакетов данных [4].

3. Аналоговые мультиплексоры.

Мультиплексоры, предусмотренные стандартом МЭК-61850-9, используются при преобразовании данных от цифровых измерительных трансформаторов в ширококвещательные Ethernet-пакеты. Сформированные мультиплексорами пакеты передаются по сети Ethernet в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУТП, РЗА, противоаварийная автоматика и т.п.) [4].

4. Выносные модули устройств связи с объектами (УСО).

Использование выносных модулей УСО делает возможным сбор данных о положении коммутационных аппаратов и другой дискретной информации, при этом модули УСО имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами. Передача данных от выносных модулей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса по протоколу МЭК-61850-8-1 [4].

5. Интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ).

ИЭУ используются как функциональная составляющая ЦПС. В их состав входят такие устройства, как микропроцессорные терминалы РЗА, контроллеры присоединений, регистраторы аварийных событий и пр. С помощью ИЭУ предлагаются основные варианты оптимизации архитектуры ЦПС с целью уменьшения количества цифровых устройств в системе (и, как следствие, уменьшения стоимости реализации ЦПС) [9]:

- укрупнение ИЭУ – переход от традиционной концепции «контроллера присоединения» к «контроллеру группы присоединений»;
- централизация и функциональная интеграция ИЭУ – использование специализированного высокопроизводительного многофункционального «сервера измерений» вместо отдельных измерительных устройств;
- функциональная интеграция между ИЭУ и полевыми устройствами;
- виртуализация ИЭУ.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из опыта эксплуатации АСУТП на ПС 330 кВ Машук, можно дать следующие рекомендации:

- запрет эксплуатации системы до завершения пусконаладочных работ;
- более тщательное проведение приемо-сдаточных процедур и проверка кабельного хозяйства.

В перспективе средства АСУТП обеспечат возможность организации телеуправления ПС с удаленных пунктов диспетчерского управления. Это позволит МЭС Юга после накопления соответствующего опыта перейти на «необслуживаемый» режим эксплуатации ПС – без постоянного дежурства оперативного персонала.

Список литературы

- [1] Программа инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» до 2016 г. с перспективой до 2020 г. М., 2011. – 305 с.
- [2] Программа инновационного развития АО «СО ЕЭС» на 2011 – 2016 гг. и на перспективу до 2020 г. М., 2001. – 381 с.
- [3] Софьин В.В., Селезнев В.Ю., Капустин Д.С. Инновации в программе НИОКР ПАО «ФСК ЕЭС». Ч. 1 // Энергия единой сети. – 2013. – № 3(8).
- [4] Горелик Т.Г., Кириенко О.В., Дони Н.А. Цифровая подстанция. Подходы к реализации // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 21-й конф. – М., 2012. – С. 10–17.
- [5] Якушев И.А. Подходы к проведению пусконаладочных работ на цифровой подстанции // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 21-й конф. – М., 2012. – С. 388–392.
- [6] Апросин К.И., Иванов Ю.В., Бородин О.С. Интеграция и взаимосвязь комплексов противоаварийной автоматики с устройствами РЗА и АСУТП подстанции с использованием современных стандартов и протоколов. Вопросы и решения // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 21-й конф. – М., 2012. – С. 514–522.
- [7] Аношин А.О., Головин А.В., Максимов Б.К. Исследование функциональной совместимости устройств РЗА по условиям стандарта МЭК 61850 // Релейщик. – 2009. – № 4.
- [8] Волошин А.А., Воробьев В.С., Селезнев М.И. Анализ информационного обеспечения АСУТП и РЗА действующих подстанций // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 22-й конф. – М., 2014. – С. 43–47.
- [9] Орлов Л.Л. Оптимизация структуры и технико-экономических характеристик цифровых подстанций // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 21-й конф. – М., 2012. – С. 501–510.
- [10] Бородин О.С., Копылов П.А., Иванов Ю.В. Противоаварийная автоматика энергосистем, современные технические решения. Стандарт ИЕС 61850 и его влияние на функции релейной защиты и противоаварийной автоматики // Энергетик. – 2009. – № 9.

Создание программ автоматической проверки на ПЭВМ микропроцессорных устройств релейной защиты. Преимущества от внедрения

Э.Р. Григорян^{1,2}, Г.Р. Головнев^{1,2}, Д.Н. Гура^{1,2}, А.Л. Корольков¹

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ

Пятигорск, Россия

²ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»

Ставрополь, Россия

red.12345@bk.ru

В настоящее время в связи с широким использованием цифровой (микропроцессорной) техники возникла острая необходимость применения автоматизированных программ проверки устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА). Данные устройства содержат в своем составе множество функций защит и автоматики, что приводит к увеличению объема проверки. Зачастую стандартное программное обеспечение для испытательных комплектов не содержит программ автоматической проверки для вновь разработанных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). В связи с этим возникла необходимость в создании программ автоматической проверки на персональных электронных вычислительных машинах (ПЭВМ) микропроцессорных УРЗА. Были проведены опыты в лаборатории Северо-Кавказского федерального университета с использованием микропроцессорного устройства проверки защит РЕТОМ-61. Была проведена работа по написанию алгоритма для проверки дистанционной защиты (ДЗ) терминала «Сириус-3-ЛВ-02» (ЗАО «Радиус Автоматика»). При разработке алгоритма программы использовались программная библиотека РЕТОМ-Мастер и язык программирования Visual Basic for Applications. В качестве математического метода нахождения искомых величин был применен метод последовательных приближений. В результате разработана программа для автоматической проверки функции ДЗ линий электропередач 110 кВ и выше в составе цифровых терминалов РЗА, а также экспериментально получены характеристики срабатывания измерительного органа ДЗ от междофазных коротких замыканий и замыканий на землю. Разработанная программа позволяет автоматизировать процесс проверки цифровых УРЗА, что значительно сокращает время выполнения данной процедуры и снижает количество ошибок, связанных с человеческим фактором. Это особенно актуально в связи с широким применением цифровых УРЗА в ЕЭС России. Ведутся работы по написанию программ автоматической проверки токовой защиты нулевой последовательности и токовой отсечки терминала защит «Сириус-3-ЛВ-02». Налажено взаимодействие с эксплуатирующими организациями в части использования автоматической проверки терминалов защит при их техническом обслуживании и послеаварийных проверках.

Ключевые слова: дистанционная защита, короткое замыкание, измерительный орган, РЕТОМ-Мастер.

Creating an automated test programs of microprocessor relay protection devices using PC. Advantages of injection

Ernest Grigoryan^{1,2}, Grigoriy Golovnev^{1,2}, Denis Gura^{1,2}, Alexander Korolkov¹

¹The branch of JSC «System operator of unified energy network» the North Caucasus RDU

Pyatigorsk, Russia

²North-Caucasus Federal University

Stavropol, Russia

red.12345@bk.ru

At present, due to the widespread use of digital (microprocessor) technology there is an urgent need for automated software test relay protection and automation devices. This devices contain a lot of protection and automation functions, which leads to increase of testing volume. Often, standard software for the test kits do not contain automatic test programs for newly developed relay protection and automation devices. In this regard, here is need to create automated test programs of microprocessor relay protection using PC. Experiments were performed in the North-Caucasus Federal University laboratory using a microprocessor device RETOM-61. Work on writing the algorithm was carried out to verify the distance protection «Sirius-3-LV-02» protection terminal (CJSC «Radius Avtomatika»). In developing the program algorithm used software library RETOM-Master, and Visual Basic for Applications as programming language. As a mathematical method for finding unknown quantities we used the method of successive approximation. A automated test program of the function of the distance protection lines 110 kV and above as part of the digital terminals of relay protection and automation was developed, the experimentally obtained characteristics of operation of the measuring body distance protection phase-to-phase and phase-to-earth faults. The developed program allows you to automate the process of checking the digital relay protection and automation devices, which significantly reduces the execution time of the procedure and reduces the number of errors related to the «human factor». This is especially important because of widespread use of digital relay protection and automation in the electrical network of Russia. Work is underway on the writing of the software automatic check for overcurrent

protection of zero sequence and current cutoff terminal protection is «Sirius-3-LV-02». Lack of cooperation with operators regarding the use of an automatic security check terminal in their maintenance and post-accident inspections.

Keywords: distance protection, fault, the measuring device, RETOM-Master.

1. ВВЕДЕНИЕ

В связи с широким использованием цифровой (микропроцессорной) техники возникла острая необходимость применения автоматизированных программ проверки устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА). Данные устройства содержат в своем составе множество функций защит и автоматики, что приводит к существенному увеличению объема проверки.

Определенное совершенствование наладочных испытаний может быть достигнуто с использованием средств автоматизации на основе программно-управляемых устройств проверки [1] с программным обеспечением, соответствующим устройствам различных типов и изготовителей. Это обеспечит, прежде всего, большую достоверность и существенное уменьшение доли «ручных» испытаний при проверках УРЗА, что снизит ошибки, связанные с человеческим фактором [2].

Зачастую стандартное программное обеспечение для испытательных комплектов не содержит программ автоматической проверки для вновь разработанных УРЗА. В связи с этим возникла необходимость в создании программ автоматической проверки на персональных электронных вычислительных машинах (ПЭВМ) микропроцессорных устройств релейной защиты [3].

II. ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Цель настоящей работы – создание программы автоматической проверки дистанционной защиты (ДЗ) в составе цифровых терминалов релейной защиты и автоматики (РЗА) с использованием измерительного программно-технического комплекса РЕТОМ-51 (61).

Основным инструментом в ходе реализации поставленной цели является программная библиотека РЕТОМ-Мастер и язык программирования Visual Basic for Applications [3].

В качестве УРЗА взят терминал «Сириус-3-ЛВ-02» производства ЗАО «Радиус Автоматика». В данном устройстве реализована функция четырехступенчатой ДЗ от междуфазных коротких замыканий (КЗ) и одна ступень ДЗ от замыканий на землю в сетях напряжением 110–220 кВ [4].

Практическое применение нашли два основных математических метода нахождения сопротивления срабатывания, применяемых в процессе испытания защит: метод половинного деления и метод последовательных приближений [5].

В разработанной программе для нахождения сопротивления срабатывания применяется метод последовательных приближений, сущность которого заключается в плавном уменьшении вектора напряжения при фиксированном векторе тока. Таким образом, моделируется постепенное уменьшение сопротивления до значения, при котором наблюдается срабатывание защиты.

Метод последовательных приближений может выполняться с динамическим изменением сопротивления и является наиболее приближенным к реальным процессам

в энергосистеме. Но данная методика не дает достаточно точных результатов при построении характеристики срабатывания исследуемого УРЗА.

Преимущество данного метода заключается в уменьшении воздействия на входные цепи УРЗА, так как при этом угол вектора сопротивления, как правило, изменяется в пределах от 0 до 360° с небольшим шагом (например 1, 5, или 10°), что обуславливает повторение измерений несколько десятков раз и при больших значениях токов через входные цепи УРЗА может привести к их термическому разрушению [6].

III. ОСОБЕННОСТИ ПРОГРАММЫ

В настоящее время преимущественное развитие получили принципы выполнения «блокировки при качаниях» (БК), основанные на выявлении асинхронного режима путем фиксации скорости изменения сопротивления на входах ДЗ (принцип $\Delta Z/\Delta t$), которая при асинхронном режиме является меньшей, чем в случае возникновения КЗ [7]. Данный принцип заложен и в логику работы ДЗ устройства «Сириус-3-ЛВ-02» [4].

В программе реализована возможность обхода БК, так как во многих случаях имеется необходимость проверки полной функциональной схемы ДЗ. На рис. 1 представлен фрагмент функционально-логической схемы устройства «Сириус-3-ЛВ-02», из которого видно, что для проверки ДЗ с использованием подключения дискретного входа РЕТОМ-61 к точкам «Запуск ДЗ-1 ФФ» или «Сраб. ДЗ-1 ФФ» необходимо обойти БК ДЗ. Программно обход БК осуществляется с помощью содержащейся в библиотеке РЕТОМ-Мастер функции OutEx [3]. Данная функция позволяет выдавать сигналы при имитации КЗ с предварительной выдачей сигналов доаварийного режима на заданное время.

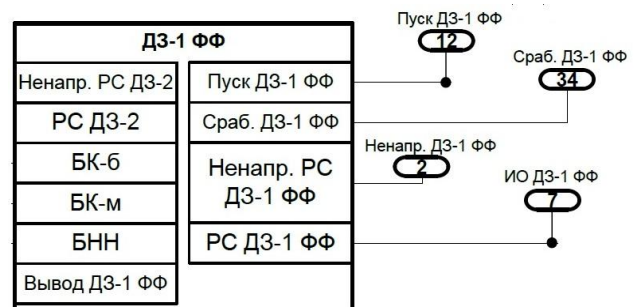


Рис. 1. Фрагмент функционально-логической схемы устройства «Сириус-3-ЛВ-02» для ДЗ 1 ступени от междуфазных КЗ

Таким образом, формируется приращение тока прямой и/или обратной последовательности, на которое реагирует устройство БК, позволяя защите сработать на время, заданное по уставкам $t_{вв.быст}$ или $t_{вв.медлен}$. Тем самым формируется сигнал на срабатывание, наиболее точно отражающий реальные процессы в энергосистеме [1].

Как было отмечено ранее, в программе используется метод последовательных приближений. Программно этот математический метод моделируется функцией OutSteps, содержащейся в библиотеке РЕТОМ-Мастер. Данная

функция выдает линейно изменяющие сигналы на выходные клеммы устройства до срабатывания активного контакта [3].

Кроме того, разработанная программа позволяет замерить время срабатывания контакта УРЗА. Эта функция делает возможным сравнение реального времени срабатывания реле с заданным в его паспортных данных.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕСТИРОВАНИЯ

В лаборатории Северо-Кавказского федерального университета (СКФУ) с использованием микропроцессорного устройства проверки защит РЕТОМ-61 была проведена работа по написанию алгоритма для проверки ДЗ. Данный алгоритм использован при создании программы автоматической проверки ДЗ, которая была испытана на терминалах защит «Сириус-3-ЛВ-02» и БМРЗ ДЗ (ООО «НТЦ «Механотроника»»).

Разработанный алгоритм программы автоматической проверки реле сопротивления с описанием всех основных блоков представлен в [6].

При исследовании ДЗ, как правило, строится характеристика срабатывания реле сопротивления на комплексной плоскости. На рис. 2 представлена экспериментально полученная характеристика с помощью разработанной программы для первой ступени ДЗ от междуфазных КЗ устройства «Сириус-3-ЛВ-02». Условия проверки соответствовали бланку задания уставок ВЛ 110 кВ Промкомплекс – Радио завод, находящейся в операционной зоне филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» – «Ставропольэнерго» Западные электрические сети.

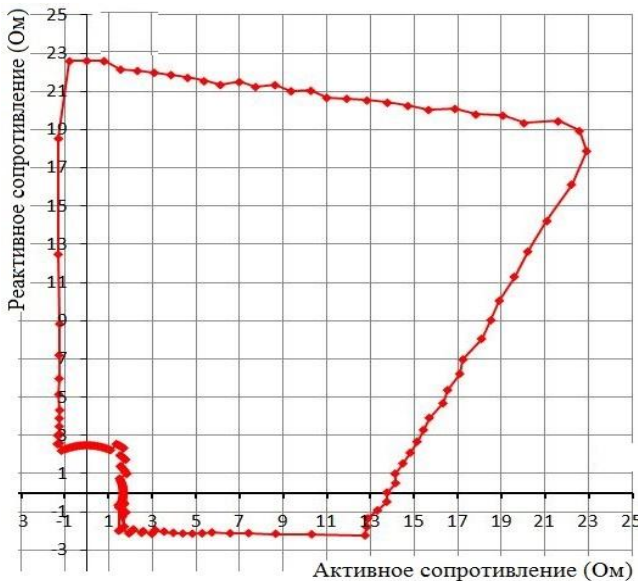


Рис. 2. Характеристика срабатывания реле сопротивления первой ступени ДЗ фаза – фаза устройства «Сириус-3-ЛВ-02»

На рис. 3 представлены совмещенные характеристики третьей (рис. 3, а) и обратной характеристикой четвертой ступени (рис. 3, б) ДЗ устройства «Сириус-3-ЛВ-02», полученные с использованием разработанной программы автоматической проверки.

При этом для третьей ступени применялась уставка по сопротивлению выреза и отстройки от нагрузочного режима.

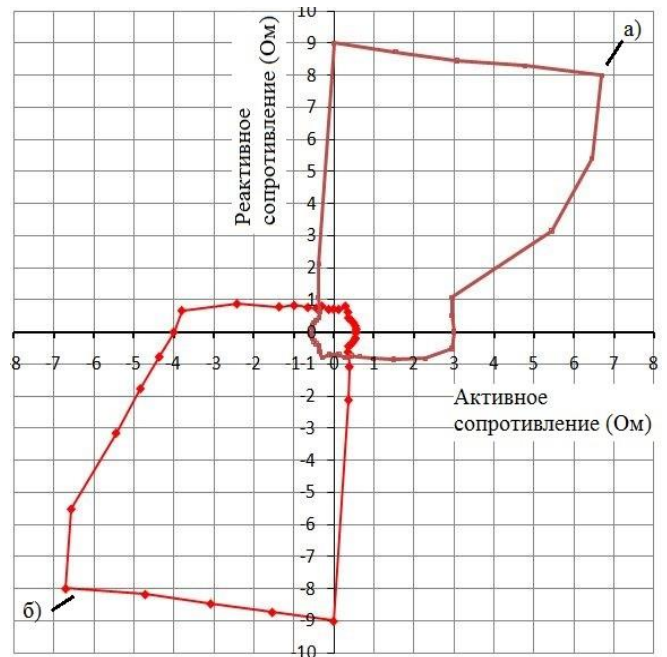


Рис. 3. Характеристики срабатывания реле сопротивления третьей и четвертой ступени ДЗ фаза – фаза устройства «Сириус-3-ЛВ-02»

На рис. 4 представлена экспериментально полученная характеристика ДЗ второй ступени линии 110 кВ устройства БМРЗ ДЗ, уставки рассчитаны согласно руководству по эксплуатации [8].

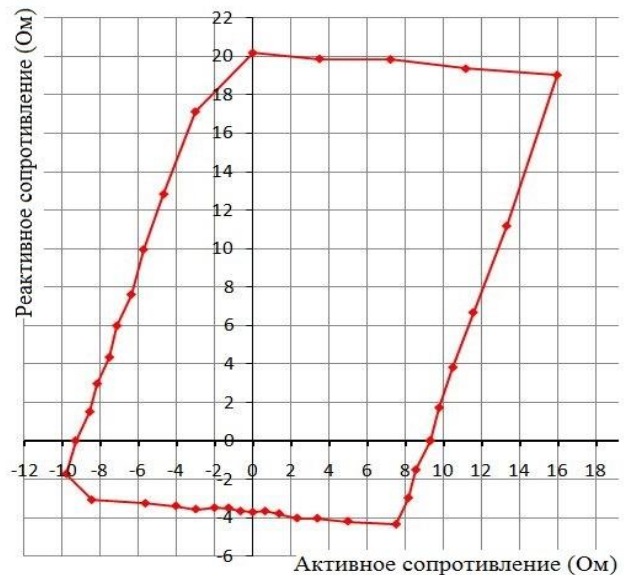


Рис. 4. Характеристика срабатывания реле сопротивления второй ступени ДЗ фаза – фаза устройства БМРЗ ДЗ

Разработанная программа была успешно применена для проверки терминала ЭКРА ШЭ2607 021 на ПС 110 кВ Южная, находящейся в операционной зоне филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» – «Ставропольэнерго» Западные электрические сети.

V. ВЫВОДЫ

1. Разработана программа для автоматической проверки функции ДЗ линий электропередач 110 кВ

и выше в составе цифровых терминалов РЗА, которая была успешно опробована на цифровых терминалах защит «Сириус-3-ЛВ-02», БМРЗ ДЗ и ЭКРА ШЭ2607 021.

В результате экспериментально получены характеристики срабатывания измерительного органа ДЗ от междуфазных КЗ для различных терминалов и ступеней защит.

2. Разработанная программа позволяет автоматизировать процесс проверки цифровых УРЗА, что, в свою очередь, уменьшит долю ручных испытаний и снизит количество ошибок, связанных с человеческим фактором [2].

3. Преимущество для обслуживающего персонала заключается в простоте и удобстве использования программы и составления протоколов проверки.

Протокол проверки формируется в виде таблиц и графиков в программе Microsoft Office Excel на отдельном листе.

4. Налажено взаимодействие между СКФУ и филиалом ПАО «МРСК Северного Кавказа» – «Ставропольэнерго» Западные электрические сети в части использования разработанной программы автоматической проверки терминалов защит при их техническом обслуживании, пусконаладочных работах и послеаварийных проверках.

Была проведена презентация, в ходе которой отмечено, что преимуществом представленной программы по сравнению с аналогичными является построение детализированной характеристики, при этом были даны рекомендации об уточнении переломов характеристики срабатывания и расчета углов ее наклона.

При проведении проверки в программе осуществлена возможность задания углового шага изменения сопротивления. Данный угол невозможно изменить во время цикла проверки, что, в свою очередь, влияет на точность проверки путем закругления результатов снятия характеристики (например, при задании шага в 10° и более), особенно в точках перелома. Уменьшение углового шага ведет к увеличению времени проверки. Для решения этой проблемы в программе будет реализована

функция «уточнения», суть которой заключается в дроблении углового шага в точках перелома характеристики, в результате чего повышается точность снятия характеристики в точках перелома, без «срезания» углов.

Из явных преимуществ также было отмечено, что разработанная программа позволяет наиболее точно измерить вырез характеристики при включенном органе направления мощности за счет особого алгоритма проверок, осуществляемого с помощью библиотек РЕТОМ-Мастер, в отличие от существующего на сегодняшний день программного обеспечения для ПЭВМ.

5. Ведутся работы по написанию программ автоматической проверки токовой защиты нулевой последовательности и токовой отсечки терминала защит «Сириус-3-ЛВ-02».

Список литературы

- [1] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
- [2] Шнеерсон Э.М. Проектирование и эксплуатация – ключевые вопросы современной релейной защиты // Релейщик. – 2009. – № 1. С. 46–53.
- [3] Руководство пользователя Ретом-61 RU.БРГА.61000-02 90. – Чебоксары: НПП «Динамика», 2012. – 183 с.
- [4] Микропроцессорное устройство защиты линий 110–220 кВ «Сириус-3-ЛВ-02» БРВА.656122.096 РЭ. Техническое описание и руководство по эксплуатации. М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2011. – 129 с.
- [5] Амосов А.А., Дубинский Ю.А., Копченова Н.П. Вычислительные методы для инженеров. – М.: Мир, 1998.
- [6] Ястребов С.С., Григорян Э.Р., Головнев Г.Р. Проверка цифровой дистанционной защиты с использованием ИПТК Ретом-61 // Электроэнергетика глазами молодежи: Научные труды 5-й Междунар. молодеж. науч.-техн. конф. Т. 1. – Томск: Том. политех. ун-т, 2014. – С. 537–540.
- [7] Шнеерсон Э.М. Обеспечение правильного функционирования дистанционных защит в асинхронных режимах электрических систем // Релейщик. – 2009. – № 2. – С. 24–28.
- [8] Блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ ДЗ ДИВГ.648228.070-57 РЭ. Руководство по эксплуатации. – М.: НТИ «Механотроника». – 70 с.

Оценка точности работы приборов ОМП с использованием метода натуральных испытаний на ЛЭП 220–330 кВ

Д.Н. Гура, А.Л. Корольков

Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ

Пятигорск, Россия

GuraDN@skrdu.so-ups.ru, KorolkovAL@skrdu.so-ups.ru

Для определения места короткого замыкания (КЗ) на линиях электропередач (ЛЭП) применяются приборы определения места повреждения (ОМП). В своей работе службы релейной защиты и автоматики (СРЗА) филиалов ОАО «СО ЕЭС» определяют эффективность работы приборов ОМП. Зачастую они сталкиваются с проблемой недостоверных показаний этих приборов. Это приводит к снижению надежности энергосистемы и к увеличению временных и экономических затрат на отыскание места КЗ. Были проведены опыты натуральных испытаний на ЛЭП 220-330 кВ на Северном Кавказе, в Сибири и на Дальнем Востоке. Для этого на ЛЭП были установлены различные приборы ОМП отечественных и зарубежных производителей, использующие существующие методы ОМП. Проведено моделирование опытов в системе RTDS для оценки достоверности итогов опытов. Проведен сравнительный анализ точности работы приборов ОМП различных производителей и целесообразности применения волновых и традиционных устройств ОМП.

Ключевые слова: ОМП, надежность энергосистемы, натурные испытания, опыты, моделирование в RTDS.

Using the method of full-scale tests on power lines 220–330 kV to evaluate the accuracy of OMP instruments

Denis Gura, Alexander Korolkov

JSC «SO UPS» North Caucasus RDU

Pyatigorsk, Russia

GuraDN@skrdu.so-ups.ru, KorolkovAL@skrdu.so-ups.ru

To determine the location of short circuit (SC) transmission lines (transmission lines) used instruments determining the place of damage (WMD). In the work of the service of relay protection and automation (SRSA) of JSC «SO UES» determine the efficiency of instrument MTO. They often face the problem of false readings of these devices. This leads to reduced grid reliability and to increase the time and economic costs of finding the fault location. Experiments were conducted full-scale tests on power lines 220-330 kV in the North Caucasus, in Siberia and in the far East. For this purpose, the power lines were installed a variety of instruments WMD domestic and foreign manufacturers using existing methods of the OMP. The simulation experiments in the RTDS system to assess the reliability of results of experiments. A comparative analysis of the accuracy of the ISR devices from different manufacturers and the feasibility of a wave and conventional devices the OMP.

Keywords: the reliability of the power system, full-scale tests, experiments, simulation on RTDS.

1. ВВЕДЕНИЕ

В своей работе службы релейной защиты и автоматики (СРЗА) филиалов АО «СО ЕЭС» сталкиваются с проблемой недостоверных показаний фиксирующих приборов (ФП), регистраторов аварийных событий (РАС) и данными встроенных функций определения места повреждения (ОМП) микропроцессорных терминалов защит. Это приводит к снижению надежности энергосистемы, а также к увеличению временных и экономических затрат на отыскание места КЗ [1].

В соответствии с директивными документами [2], специалисты СРЗА анализируют все случаи работы ФП и расследуют причины недостоверных показаний ОМП.

Анализ работы ФП, эксплуатирующихся в операционной зоне (ОЗ) Северокавказского РДУ (СК РДУ), за 2015 год показывает, что из 1413 случаев срабатывания ФП было 86 случаев их неправильной работы.

Причиной этому были: переходное сопротивление в месте КЗ, нагрузки ЛЭП в предаварийном режиме, погрешность измерительных трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН), наличие сложных электромагнитных связей с другими линиями, физический и моральный износ устройств ОМП и т.д.

По результатам расчетов и информации о результатах осмотра ЛЭП производится анализ точности работы приборов ОМП, при необходимости – уточнение (корректировка) методик расчета ОМП [3].

Наиболее достоверную информацию о точности работы приборов ОМП можно получить, используя метод натуральных испытаний.

За период 2014–2015 гг. в ЕЭС России были проведены 3 этапа опытов натуральных испытаний по оценке точности устройств ОМП.

II. Типы устройств ОМП

Все установленные для опытов натуральных испытаний устройства ОМП можно разделить на две группы:

- Традиционные устройства ОМП – это устройства ОМП, работающие по параметрам аварийного режима. Они основаны на анализе симметричных составляющих сигналов (токов и напряжений), возникающих в момент КЗ на ЛЭП, поскольку их величины зависят от места повреждения [4]. По методам ОМП они делятся на односторонние и двухсторонние. Последние одновременно используют информацию с обоих концов ЛЭП. К ним относятся ИМФ-3Р и Сириус-2-ОМП.
- Волновые устройства ОМП – это устройства ОМП, основанные на измерении разницы времени пробега электромагнитной волны, возникающей в момент повреждения, от точки повреждения к разным концам ЛЭП. Волновое ОМП является двухсторонним и требует обязательной связи между устройствами, расположенными на концах ЛЭП [5]. К ним относятся Бреслер-0107.090; TWSFL8; СМВЛ, ТОР 100-ЛОК.

III. Задачи испытаний

Задачи испытаний сводились к следующему:

- Проверка и сравнительный анализ точности различных дистанционных методов ОМП ЛЭП для линий различной конфигурации.
- Оценка и сравнение функциональности интерфейса человек–машина (ИЧМ) устройств ОМП ЛЭП различных производителей.
- Выбор перспективного пути развития системы ОМП ЛЭП ЕНЭС.
- Разработка мероприятий и рекомендаций по построению системы ОМП ЛЭП ЕНЭС для повышения точности с целью снижения эксплуатационных расходов, связанных с отысканием мест повреждения ЛЭП.

Уникальность методики проведения опытов заключается в том, что после включения линии в работу производится подтягивание капроновой нити, и в момент приближения медного каната к рогу происходит перекрытие, нить перегорает, а проволока начинает падать. По мере падения проволоки появляется дуга, которая растягивается и исчезает после отключения ЛЭП устройствами релейной защиты. В результате автоматического повторного включения линия остается в работе, этим обеспечивается непрерывность электроснабжения потребителей [6].

IV. ОПИСАНИЕ ОПЫТОВ НАТУРНЫХ ИСПЫТАНИЙ

А. Северный Кавказ

Первые опыты натуральных испытаний были проведены в сентябре 2014 года в ОЗ СК РДУ на ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный.

Для проведения натуральных испытаний к штатно установленным ИМФ-3Р и АУРА на ПС 330 кВ Владикавказ-2 и ПС 330 кВ Грозный были установлены

Сириус-2-ОМП, Бреслер-0107.090, TWSFL8, СМВЛ со своим прикладным программным обеспечением (ПО) для ОМП.

Были проведены два типа однофазных КЗ на ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный:

- опыт однофазного короткого замыкания на тело опоры производился в одной точке ЛЭП;
- опыт однофазного короткого замыкания на землю через переходное сопротивление производился в одной точке ЛЭП.

Кроме ОМП при помощи вышеуказанных устройств, места КЗ были рассчитаны при помощи двух специализированных программных комплексов (ПК), используемых в СК РДУ. Результаты опыта № 1, представлены в табл. I, а опыта № 2 – в табл. II.

Таблица I. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТА № 1

ПС 330 кВ	Тип устройства ОМП и ПК	Место КЗ, км	Относительная погрешность в %
Владикавказ-2	ИМФ-3Р	68,02	0,72
	Сириус-2-ОМП		1,64
	Бреслер-0107.090		0,33
	TWSFL8		0,29
	СМВЛ		0,20
	АУРА		3,33
	КО		2,63
Грозный	АРМ СР3А4	46,38	0,63
	ИМФ-3Р		0,98
	Сириус-2-ОМП		7,97
	Бреслер-0107.090		0,34
	TWSFL8		0,29
	СМВЛ		0,20
	АУРА		0,68
КО	2,63		
	АРМ СР3А4	0,44	

Таблица II. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТА № 2

ПС 330 кВ	Тип устройства ОМП и ПК	Место КЗ, км	Относительная погрешность в %
Владикавказ-2	ИМФ-3Р	94,6	0,79
	Сириус-2-ОМП		3,58
	Бреслер-0107.090		0,25
	TWSFL8		0,09
	СМВЛ		0,05
	АУРА		5,70
	КО		1,57
Грозный	АРМ СР3А4	19,8	0,62
	ИМФ-3Р		2,53
	Сириус-2-ОМП		2,71
	Бреслер-0107.090		0,26
	TWSFL8		0,09
	СМВЛ		0,05
	АУРА		1,70
КО	1,57		
	АРМ СР3А4	0,45	

В. Сибирь

В октябре 2014 г. опыты натуральных испытаний устройств ОМП на искусственных дефектах изоляции были проведены на ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская, МЭС Сибири.

Целью испытаний являлись:

- проверка работоспособности устройства СМВЛ в условиях реальной эксплуатации в режиме мониторинга аварийных отключений ЛЭП;
- проверка точности определения места повреждения (КЗ) на ЛЭП.

Были проведены два однотипных однофазных КЗ на ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская:

- опыт однофазного КЗ на землю при замыкании на вертикальный стержневой заземлитель на расстоянии 30 м от опоры ЛЭП (опора № 150), расстояние 34,747 км от ПС 220 кВ Барнаульская;
- опыт однофазного КЗ на землю при замыкании на вертикальный стержневой заземлитель на расстоянии 30 м от опоры ЛЭП (опора № 377), расстояние 86,931 км от ПС 220 кВ Барнаульская.

Каждый опыт КЗ был зарегистрирован в штатном автоматическом режиме в «Журнале событий на ВЛ». Время актуализации данных о событиях – опытах КЗ на АРМ СМВЛ – составило 5–20 мин.

Результаты опытов натуральных испытаний устройств ОМП на ВЛ 220 кВ Барнаульская – Бийская представлены в табл. III.

Таблица III. РЕЗУЛЬТАТЫ НАТУРНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Номер опыта	Место КЗ: расстояние от ПС, номер опоры, фаза		Погрешность определения расстояния до места КЗ, м
	фактическое, м	по данным СМВЛ, м	
1	34 747 опора № 150, фаза «С»	34 855 опора № 150, фаза «С»	+108
2	86 931 опора № 377, фаза «В»	86 858 опора № 377, фаза «В»	-73

С. Дальний Восток

В декабре 2015 г. опыты натуральных испытаний устройств ОМП были проведены на спаренных ВЛ 220 кВ Амурская – Короли / тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Белогорск и ВЛ 220 кВ Завитая – Короли / тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Хвойная, расположенных в филиале ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока, Амурское ПМЭС.

Для проведения натуральных испытаний к штатно установленным ИМФ-3Р, Сириус-2-ОМП, Бреслер-0107, Бреслер-0105 на ПС 500 кВ Амурская, ПС 220 кВ Белогорск, ПС 220 кВ Завитая и ПС 220 кВ Хвойная были дополнительно установлены Бреслер-0107.090, АУРА, ДЗЛ (ЭКРА), ТОР 100-ЛОК со своим прикладным ПО для ОМП.

Были проведены три типа КЗ на ЛЭП:

- опыт однофазного КЗ на землю в режиме опробования ВЛ 220 кВ Завитая – Короли / тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Хвойная производился в одной точке ВЛ 220 кВ Завитая – Старт Короли / тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Хвойная;

- опыт однофазного КЗ на землю через переходное сопротивление производился в одной точке ВЛ 220 кВ Завитая – Короли / тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Хвойная на отпайки на ПС 220 кВ Хвойная;

- опыт междуфазного (двухфазного) КЗ производился в одной точке ВЛ 220 кВ Амурская – Короли / тяговая с отпайкой на ПС 220 кВ Хвойная.

Кроме ОМП при помощи вышеуказанных устройств, места КЗ были рассчитаны при помощи двух специализированных ПК, используемых в Амурском ПМЭС.

Результаты опытов №1–3 представлены в табл. IV–VI соответственно.

Таблица IV. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТОВ № 1

ПС	Тип устройства ОМП и ПК	Место КЗ, км	Относительная погрешность в % от длины ЛЭП
ПС 220 кВ Завитая	ИМФ-3Р	48,51	0,59
	Бреслер-0107		0,02
	Бреслер-0107.090		5,64
	АУРА		0,06
	ДЗЛ (ЭКРА)		2,49
	ТОР 100-ЛОК		0,59
	WinBres		-
	АРМ СРЗА4		-

Таблица V. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТОВ № 2

ПС	Тип устройства ОМП и ПК	Место КЗ, км	Относительная погрешность в % от длины ЛЭП
ПС 500 кВ Амурская	Сириус-2-ОМП	150,66	13,17
	Бреслер-0105		0,79
	Бреслер-0107.090		0,71
	АУРА		0,15
	ДЗЛ (ЭКРА)		-
	ТОР 100-ЛОК		0,23
	WinBres		0,03
	АРМ СРЗА4		0,69
ПС 220 кВ Завитая	ИМФ-3Р	38,85	3,09
	Бреслер-0107		0,76
	Бреслер-0107.090		0,50
	АУРА		0,40
	ДЗЛ (ЭКРА)		-
	ТОР 100-ЛОК		0,03
	WinBres		0,03
	АРМ СРЗА4		0,70

Таблица VI. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТА № 3

ПС	Тип устройства ОМП и ПК	Место КЗ, км	Относительная погрешность в % от длины ЛЭП
ПС 500 кВ Амурская	Сириус-2-ОМП	70,64	3,41
	Бреслер-0105		1,38
	Бреслер-0107.090		2,58
	АУРА		0,34
	ДЗЛ (ЭКРА)		0,16
	ТОР 100-ЛОК		0,55
	WinBres		1,51
	АРМ СРЗА4		3,19
ПС 220 кВ Завитая	ИМФ-3Р	118,87	5,66
	Бреслер-0107		1,92
	Бреслер-0107.090		-
	АУРА		0,49
	ДЗЛ (ЭКРА)		0,83
	ТОР 100-ЛОК		0,81
	WinBres		1,51
	АРМ СРЗА4		3,28

V. ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

По итогам натурных испытаний сделаны следующие выводы.

1. Наибольшую точность ОМП в опытах КЗ показали устройства, использующие двухсторонний волновой метод. Целесообразно применение волнового способа в качестве основного способа ОМП для ЛЭП 330-750 кВ.

2. В настоящее время в Европе функционируют независимые испытательные центры, которые объединены в Международную ассоциацию испытательных центров (STL). В России центры, обеспечивающие проведение полного цикла испытаний электротехнического оборудования, отсутствуют, поэтому назрела острая необходимость создать такой испытательный центр. Ввиду важности оценки точности работы приборов ОМП на системообразующих ЛЭП, необходимо создание лаборатории для решения данных задач [7].

3. Персоналом эксплуатирующих организаций при проведении опытов натурных испытаний были выявлены следующие недостатки:

- длительность выполнения расчета ОМП ПО Бреслер-0107.090;
- частая неточность расчета ОМП ТОР 100-ЛОК;
- ПО ДЗЛ (ЭКРА) не предназначено для расчета ОМП.

Кроме того, были сделаны следующие предложения:

- необходимо предусмотреть передачу осциллограмм оперативным персоналом ПС в центр управления сетями (ЦУС) для ТОР 100-ЛОК.

На основе проведенных опытов натурных испытаний специалистами СК РДУ и ООО НПП «Экра» было проведено моделирование всех вышеуказанных опытов

в ПАК RTDS. Проведенные исследования позволяют сделать вывод об актуальности моделей, полученных с помощью ПАК RTDS. Комплекс может использоваться для широкого круга задач и позволяет значительно сократить временные затраты на различные теоретические исследования и практические испытания устройств РЗА.

Список литературы

- [1] Бухвалов С.Б. Экспериментальный метод настройки прибора ОМП на ЛЭП с высокой степенью неоднородности параметров // Релейщик. – 2010. – № 3. – С. 34–36.
- [2] Директивные документы:
– ГОСТ Р 55438-2013 РФ. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации.
– Положение о службе РЗА филиала АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (актуальная редакция).
- [3] СТО 56947007-29.240.55.159-2013. Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше (стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС»).
- [4] Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях / под ред. В.А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
- [5] Козлов В.Н., Бычков Ю.В., Ермаков К.И. О точности современных устройств ОМП // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 1. – С. 42–46.
- [6] Айзенфельд А.И., Аронсон В.Н., Гловацкий В.Г. Фиксирующие индикаторы тока и напряжения ЛИФП-А, ЛИФП-В, ФПТ и ФПН. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
- [7] Хренников А.Ю., Мажурин Р.В. Мощный испытательный центр в России. Технические и организационные факторы // Новости электротехники. – 2012. – № 3(75).

Исследование способа селекции коротких замыканий

В.В. Данеев, И.А. Шаныгин

ФГБОУ ВО «Восточно-Сибирский государственный университет технологий и управления»
Улан-Удэ, Россия
dvv_espp@mail.ru

В работе с помощью среды MATLAB проведено исследование применения треугольника линейных токов для селекции коротких замыканий в электрической сети, а также моделирование программного измерительного органа защиты, реагирующего на изменение площади треугольника линейных токов.

Ключевые слова: способ селекции, короткие замыкания, изменение площади треугольника, линейные токи.

Research of the method of selection short circuits

V.V. Daneev, I.A. Shanygin

«East Siberian state University of technologies and management»
Ulan-Ude, Russia Federation
dvv_espp@mail.ru

In the work by using MATLAB a study was conducted of the application of the triangle linear currents for selection of short circuits in the electrical network and was made modeling of the measuring device of protection that responds to the change of the area of a triangle linear currents.

Keywords: method of selection, short circuit, change of the area of the triangle, linear currents.

1. ВВЕДЕНИЕ

Техническое совершенство устройств релейной защиты определяется совершенством органов и элементов, входящих в схему защиты, а также совершенством заложенных в этих устройствах принципов, в частности принципов и способов селекции (фиксации) аварийных режимов работы электрических сетей.

Известно, что при коротких замыканиях (КЗ) токи возрастают, а напряжения уменьшаются, причем в точке короткого замыкания при металлических трехфазных КЗ напряжение равно нулю.

Качественным отличием данного режима является наличие апериодических составляющих тока в период переходного процесса. Известно, что они появляются всегда хотя бы в двух фазах. Отметим, что традиционно апериодические составляющие для измерительных органов релейной защиты являются помехой, а первичный ток переходного режима, содержащий эти составляющие, – искаженным сигналом. В нашей работе предлагается использование апериодических токов для селекции коротких замыканий. Особенно это важно для трехфазных КЗ. Одним из способов реализации данного предложения является использование изменения площади треугольника линейных токов.

II. ОПИСАНИЕ СПОСОБА

Данный способ был предложен и разработан для фиксации возникновения несимметрии в 1981 г.

В.В. Данеевым и Н.В. Лисецким. Было доказано, что при появлении тока обратной последовательности площадь треугольника линейных токов изменяется пропорционально квадрату величины тока обратной последовательности [1]:

$$\Delta S = \frac{3\sqrt{3}}{4} \cdot I_2^2, \quad (1)$$

где I_2 – ток обратной последовательности.

На рис. 1 приведена векторная диаграмма треугольника линейных токов при появлении несимметрии.

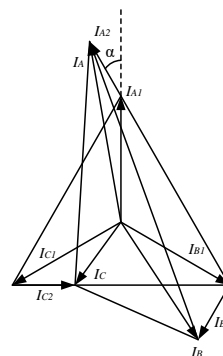


Рис. 1

При симметричных коротких замыканиях (трехфазное) площадь тока изменяется за счет увеличения фазных токов. Данное утверждение справедливо, если кратность

тока КЗ больше единицы. При несимметричных КЗ происходит более сильное изменение площади.

В протяженных сетях с большим сопротивлением нагрузки, а также в нагруженных сетях возможно, что при трехфазных КЗ токи могут быть сопоставимы с токами нормального режима, т.е. кратность тока КЗ равна 1. Это затрудняет отличие режима трехфазного КЗ от нормального только по величине токов в фазах.

Доказано, что при симметричном трехфазном коротком замыкании аperiodические составляющие появляются всегда хотя бы в двух фазах [2]. Наличие этих аperiodических составляющих вносит несимметрию, аналогичную возникающей при появлении токов обратной последовательности. Таким образом, можно сделать вывод о том, что изменением площади треугольника линейных токов можно зафиксировать короткое замыкание в сети.

Для фиксации повреждений используется треугольник линейных токов и изменение его площади при коротких замыканиях [3].

Площадь треугольника предлагается определять по известной формуле Герона:

$$S = \sqrt{p \cdot (p-a) \cdot (p-b) \cdot (p-c)}, \quad (2)$$

где p – полупериметр треугольника; a, b, c – стороны треугольника.

В качестве стороны треугольника принимается модуль вектора линейных токов.

Для треугольника тока получаем:

$$S_U = \sqrt{P_I \cdot (P_I - I_{AB}) \cdot (P_I - I_{BC}) \cdot (P_I - I_{CA})}. \quad (3)$$

Стороны треугольника, определяемые по теореме косинусов (обобщенной теореме Пифагора):

$$I_{AB} = \sqrt{I_A^2 + I_B^2 - 2 \cdot I_A \cdot I_B \cdot \cos(\alpha)}, \quad (4)$$

где α – угол между векторами линейных токов.

Полупериметр треугольника:

$$P_I = \frac{I_{AB} + I_{BC} + I_{CA}}{2}. \quad (5)$$

III. МОДЕЛИРОВАНИЕ

Для оценки вышеуказанных рассуждений проводится моделирование работы способа в среде MATLAB, используемой для решения задач технических вычислений. Схема модели приведена на рис. 2.

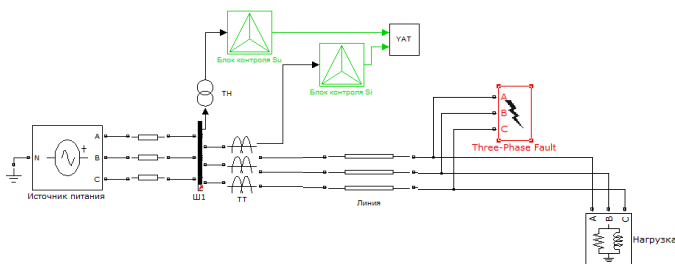


Рис. 2

В качестве объекта исследования принимается модель радиальной линии напряжением 110 кВ, источник питания задается системой.

Алгоритм работы модели можно описать структурной схемой, приведенной на рис. 3.

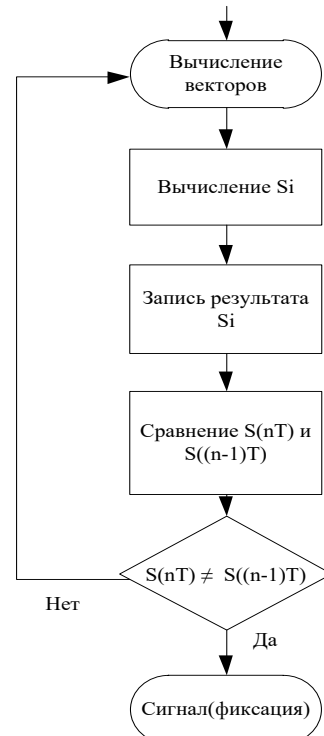


Рис. 3

Основная идея заключается в вычислении площади треугольника линейных токов для текущего момента времени и сравнении этого значения с площадью в предыдущий момент. Критерием фиксации повреждения является отличие площадей в текущий и предыдущий моменты времени.

Сигналы от трансформаторов тока поступают на промежуточные трансформаторы для нормирования входных сигналов. Для того чтобы быть максимально приближенным к современным устройствам защиты, сигнал дискретизируется, частота дискретизации в модели равняется 24 измерениям за период.

Построение векторной диаграммы осуществляется по ортогональным составляющим. В качестве стороны треугольника принимается модуль вектора линейных токов.

На основе синусной и косинусной составляющих возможна программная реализация практически безынерционных быстродействующих программных измерительных преобразователей параметров режима в сигналы информации для микропроцессорных защит. Ортогональные составляющие могут быть получены различными способами. В модели применен алгоритм двух выборок, где программное формирование ортогональной составляющей достигается вычислением синусной составляющей как среднего значения двух соседних дискретных мгновенных значений, а косинусной – как первого приближения производной [4]:

$$U_s(nT) = \frac{u[(n-1)T] + u(nT)}{2}; \quad (6)$$

$$U_c(nT) = \frac{u(nT) - u[(n-1)T]}{\omega \cdot T}, \quad (7)$$

где ω – промышленная частота, принимается 314 рад/с.

Структурная схема программного формирователя ортогональных составляющих (ФОС) приведена на рис. 4

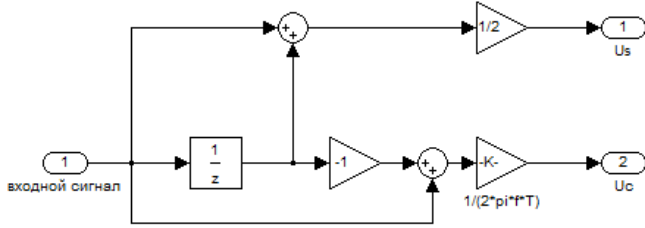


Рис. 4

Зная ортогональные составляющие, получаем амплитуды линейных токов и напряжений по формуле:

$$U_m = \sqrt{U_s^2(nT) + U_c^2(nT)}. \quad (8)$$

На рис. 5 изображена обобщенная схема блока фиксации по току, которая реализует формирование ортогональных составляющих, вычисление линейных векторов, вычисление площади треугольника, сравнение площадей и дальнейшую логику защиты.

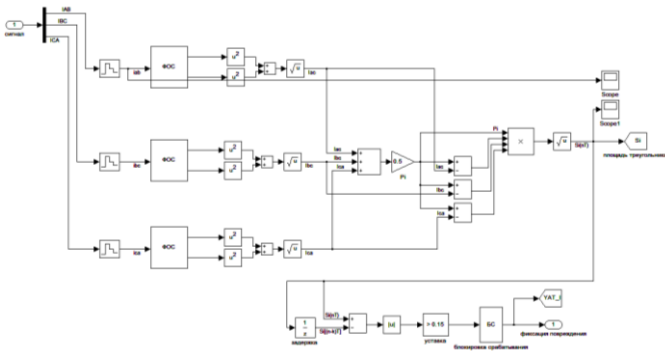


Рис. 5

В схеме присутствует блокировка фиксации (БФ), которая запрещает работать блоку фиксации по току в первые моменты времени после запуска защиты. Необходимость данного блока объясняется тем, что для четкого формирования ортогональных составляющих и амплитуды, а значит, и площади треугольника необходима задержка по времени. Для дискретного формирователя время блокировки составляет первые 0,02 с, и в первые моменты времени работы защиты, когда только-только формируется информация об амплитудах и площади, защита не работает, предотвращая ложное срабатывание из-за изменения площади в связи с постепенным накоплением информации.

Часть схемы, отвечающая за блокировку и сравнение площадей, приведена на рис. 6.

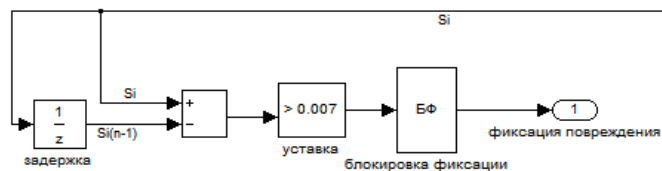


Рис. 6

Под уставкой подразумевается значение максимальной разницы площади тока $S_i(n)$ с предыдущим значением $S_i(n-1)$ в нормальном режиме. Превышение этого значения значит увеличение площади треугольника сверх нормального, что может быть при коротких замыканиях. $S_i(n)$ – текущий дискретный сигнал, $S_i(n-1)$ – дискретный сигнал с задержкой на n выборок. При моделировании значение уставки принято минимальным.

IV. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

В ходе моделирования рассматриваются короткие замыкания в конце воздушной линии.

При исследовании учтен тот факт, что распределение в фазах аperiodических токов зависит от момента возникновения замыкания. Существуют два крайних случая распределения этих составляющих: а) аperiodическая составляющая одной из фаз равна нулю, а в двух других равны и противоположно направлены, такое распределение аperiodических составляющих соответствует моментам возникновения КЗ $\alpha = 0, 60^\circ, 120^\circ, 180^\circ$ и т.д.; б) аperiodические составляющие в двух фазах одинаковы по величине и направлению, аperiodическая составляющая третьей фазы больше в два раза и противоположно направлена, данный случай возникает при $\alpha = 30^\circ, 90^\circ, 150^\circ, 210^\circ$ и т.д.

На рис. 7 приведены осциллограммы токов и напряжений при трехфазном КЗ в конце линии в момент времени 0,062 с, $\alpha = 0$. Кратность тока короткого замыкания равна 8.

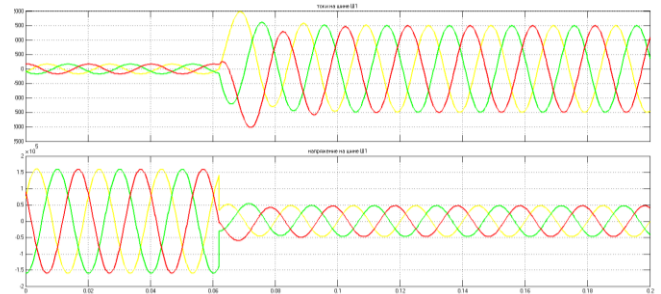


Рис. 7

Ниже представлен график изменения площади треугольника линейных токов при указанных условиях (рис. 8).

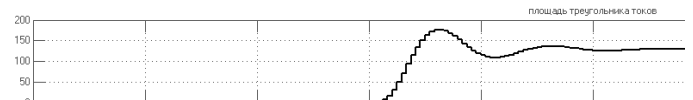


Рис. 8

Результаты при несимметричном двухфазном коротком замыкании при тех же условиях представлены на рис. 9, 10.

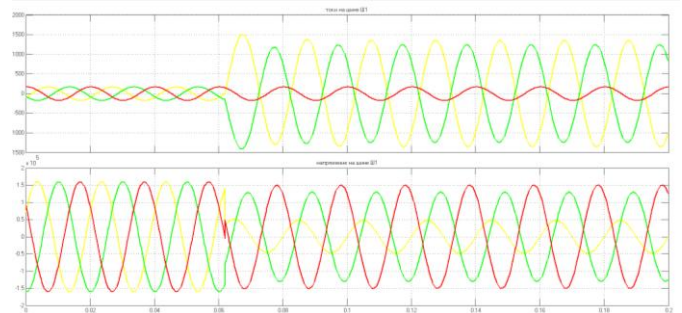


Рис. 9

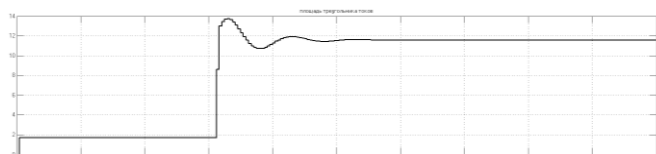


Рис. 10

По графикам видно, что площадь треугольника линейных токов при кратности тока $K3$ больше 1 меняется по отношению к площади нормального режима, а также наблюдается ее изменение во время переходного процесса.

Наибольший интерес представляют результаты при кратности тока, равной 1. Результаты исследований при $\alpha = 0$ и $\alpha = 30^\circ$ представлены на рис. 11 и 12.

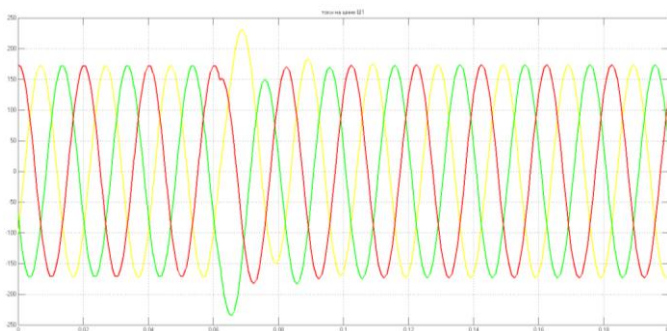


Рис. 11

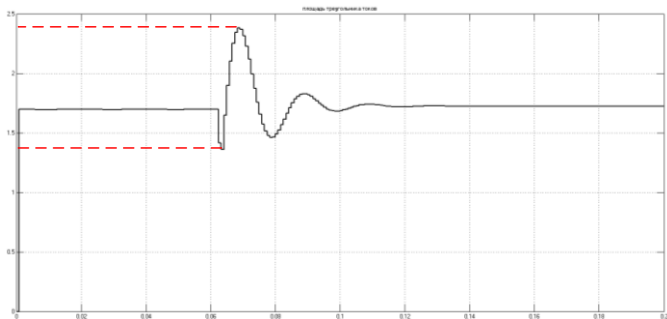


Рис. 12

Результаты исследования показали, что при трехфазном коротком замыкании с кратностью тока 1 наблюдается изменение площади для двух крайних случаев распределения апериодических составляющих.

Минимальное значение изменения площади достигает 25 % по отношению к площади треугольника линейных токов нормального режима, что больше предельно допустимого значения несимметрии в нормальном режиме. Также следует отметить, что площадь меняется в течение трех периодов, в то время как сигнал от блока фиксации в модели поступает спустя 0,003 с.

Таким образом, проведенное исследование позволяет сделать положительный вывод о применении данного метода для селекции коротких замыканий и создания программного органа защиты.

Список литературы

- [1] Данеев В.В. Использование треугольника линейных токов и напряжений для селекции несимметрии в электрических системах. – 12 с. – Рукопись представлена Вост.-Сибир. техн. ин-том. Деп. В Информэнерго. Б.У.ВИНИТИ Деп. рукописи, 1981, № 12, с. 162 (№ Д/959).
- [2] Данеев В.В., Лисецкий Н.В. О несимметрии, вносимой апериодическими составляющими при трехфазных коротких замыканиях // Электрические системы и управление ими: межвуз. науч.-техн. сб. Томск: Том. политех. ин-т, 1978. С. 120–123.
- [3] Данеев В.В., Шаныгин И.А. Анализ применения треугольника линейных токов и напряжений для селекции повреждений в электрических системах // Вестник ВСГТУ. – 2010. – № 4. – С. 51–55.
- [4] Овчаренко Н.И. Аппаратные и программные элементы автоматических устройств энергосистем. – М: Изд-во ЭНАС, 2004, 512 с.

Измерительный орган контроля исправности вторичных цепей трансформатора тока

Е.П. Егоров
ООО НПП «ЭКРА»
Чебоксары, Россия
egorov_ep@ekra.ru

В статье рассмотрено моделирование алгоритма измерительного органа контроля исправности вторичных цепей трансформатора тока в программно-аппаратном комплексе цифрового моделирования в режиме реального времени (Real Time Digital Simulator, далее RTDS) производства канадской компании RTDS Technologies Inc.

Ключевые слова: вторичные цепи, трансформатор тока, моделирование, RTDS.

Current transformer secondary circuit supervision function

Е.Р. Egorov
Ekra, Ltd.
Cheboksary, Russian Federation
egorov_ep@ekra.ru

The article describes the measurement function algorithm for detecting failures in the secondary circuits of current transformers as simulated with the real time simulation system (Real Time Digital Simulator, or RTDS) manufactured by a Canadian company "RTDS Technologies Inc."

Keywords: secondary circuit, current transformer, simulation, RTDS.

I. ВВЕДЕНИЕ

Трансформаторы тока являются вспомогательными элементами, с помощью которых измерительные органы (ИО) устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) получают информацию о действующем значении, фазе и частоте тока защищаемого объекта.

Диагностика вторичных цепей трансформаторов тока необходима, так как от достоверности получаемой информации зависит правильность действия устройств РЗА [1].

II. АЛГОРИТМ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОРГАНА КОНТРОЛЯ ИСПРАВНОСТИ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Любую несимметричную трёхфазную систему токов можно представить в виде суммы в общем случае трёх симметричных трёхфазных систем: прямой (I_1), обратной (I_2) и нулевой (I_0) последовательностей, которые называются симметричными составляющими данной несимметричной трёхфазной системы [2].

Обрыв фазы (фаз) во вторичных цепях измерительного трансформатора тока (ИТТ) приводит к возникновению несимметричного режима, что может стать причиной ложного срабатывания устройств РЗА. Целью разработанного алгоритма является своевременное обнаружение повреждения во вторичных цепях ИТТ и предотвращение ложного срабатывания устройств РЗА.

Для этой цели используются два соотношения между симметричными составляющими, вычисляемые для каждого присоединения с ИТТ защищаемого объекта:

$$\frac{I_2}{I_1} = \underline{K}_{I_2} \quad (1)$$

– коэффициент несимметрии по току I_2 ;

$$\frac{I_0}{I_1} = \underline{K}_{I_0} \quad (2)$$

– коэффициент несимметрии по току I_0 .

Модули (1-й признак) соотношений (1), (2) позволяют найти присоединение, на котором находится ИТТ с повреждённой вторичной цепью, а аргументы (2-й признак) – повреждённую фазу ИТТ.

Первый признак показывает, что при обрыве фазы ИТТ на каком-либо присоединении *только* для данного присоединения защищаемого объекта модули соотношений (1), (2) будут равны 0,5, а при обрыве двух фаз ИТТ модули соотношений (1), (2) будут равны 1 [3].

Второй признак показывает, что в зависимости от оборванной фазы (фаз) ИТТ аргументы соотношений (1), (2) могут принимать значения, приведённые на рис. 1 и 2. Например, при обрыве фазы *C* аргумент соотношения (1) будет равен 60° , а соотношения (2) – 300° (-60°).

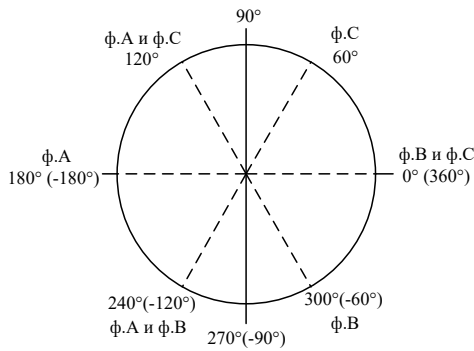


Рис. 1. Определение поврежденной фазы ИТТ по K_{I_2}

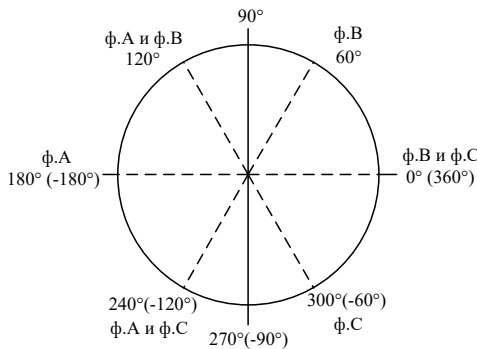


Рис. 2. Определение поврежденной фазы ИТТ по K_{I_0}

В совокупности эти два признака (модуль и угол) позволяют установить, на каком присоединении защищаемого объекта возник несимметричный режим вследствие обрыва провода во вторичных цепях ИТТ, а также определить фазу оборвавшегося провода.

III. МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ОРГАНА КОНТРОЛЯ ИСПРАВНОСТИ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Упрощенная функциональная схема ИО контроля исправности вторичных цепей ИТТ какого-либо присоединения представлена на рис. 3 (в качестве примера рассмотрено присоединение № 1). Для остальных присоединений логическая схема аналогична.

На вход ИО поступают токи фаз со вторичных обмоток ИТТ, расположенных на соответствующем присоединении защищаемого объекта (блок 1). В блоке 2 выделяются токи основной гармоники (50 Гц), в блоке 3 – симметричные составляющие. В блоках 4 и 9 происходит

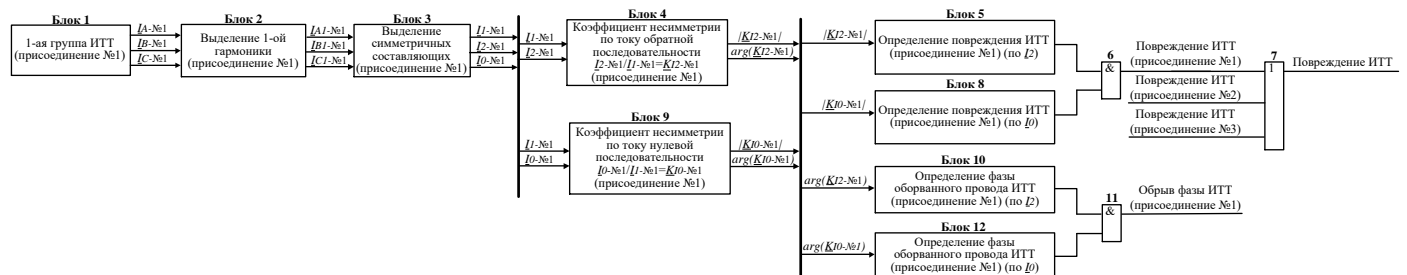


Рис. 3. Упрощенная функциональная схема логики контроля исправности вторичных цепей ИТТ присоединения № 1

вычисление коэффициентов несимметрии по токам обратной и нулевой последовательностей соответственно. В блоках 5 и 8 определяется, есть ли повреждение вторичных цепей рассматриваемого ИТТ (1-й признак). С помощью логических элементов И 6 и ИЛИ 7 выдается дискретный сигнал «повреждение ИТТ», который может служить блокировкой для РЗА. В блоках 10 и 12 определяется поврежденная фаза рассматриваемого ИТТ (2-й признак), и через логический элемент И 11 дискретный сигнал выводится на сигнализацию (например, на светодиод).

IV. МОДЕЛИРОВАНИЕ УЧАСТКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Для тестирования работы ИО контроля исправности вторичных цепей ИТТ в программном модуле RTDS RSCAD/Draft была собрана схема, представляющая собой фрагмент понизительной подстанции 500/110/10 кВ, применяемая в функциональных испытаниях ПАО «ФСК ЕЭС» (рис. 4). В качестве основной защиты автотрансформатора использовалась модель продольной дифференциальной токовой защиты (ДТЗ) [4].

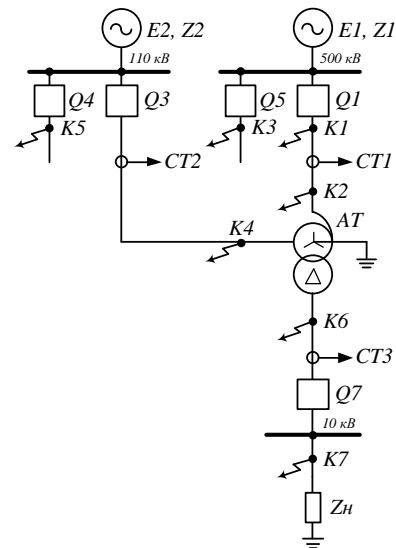


Рис. 4. Схема моделируемого участка энергосистемы

Пояснения к рис. 4: Q – выключатели; $E1, E2$ – эквиваленты энергосистем 500 и 110 кВ с полными сопротивлениями $Z1$ и $Z2$ соответственно; CT – измерительные трансформаторы тока; K – точки коротких замыканий ($K3$); AT – автотрансформатор; Z_N – сопротивление нагрузки.

V. АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Результаты моделирования некоторых режимов работы участка энергосистемы представлены в виде осциллограмм на рис. 5 и 6.

Пояснения к рис. 5 и 6:

- аналоговые сигналы: ICT2 СН – вторичный ток ИТТ СТ2 стороны СН; KI2 – модуль коэффициента несимметрии по току обратной последовательности сторон ВН, СН и НН; KI0 – модуль коэффициента несимметрии по току нулевой последовательности сторон ВН, СН и НН; $\arg(KI2(0)CH)$ – аргумент (угол) коэффициента несимметрии по току обратной (нулевой) последовательности стороны СН; Idif-A – дифференциальный ток фазы А модели ИО ДТЗ; Itrip-A – порог срабатывания фазы А модели ИО ДТЗ;
- дискретные сигналы: TripCDP-A – срабатывание модели ИО ДТЗ фазы А; CDP-SO-A – срабатывание чувствительной ступени фазы А модели ИО ДТЗ; CDP-OC-A – срабатывание дифференциальной отсечки фазы А модели ИО ДТЗ; VLBreakI – блокировка ДТЗ при повреждении цепей ИТТ; BreakCH – повреждение цепей ИТТ стороны СН; BreakCH-A (B, C) – повреждение фазы А (B, C) ИТТ стороны СН.

На осциллограммах (рис. 5 и 6) показаны вторичные токи ИТТ стороны СН АТ, модули коэффициентов

несимметрии по токам обратной и нулевой последовательностей для сторон ВН, СН и НН, аргументы данных коэффициентов для стороны СН, дифференциальные токи и пороги срабатывания модели ИО продольной ДТЗ для фазы А, дискретные сигналы защиты и обнаружения повреждения фаз ИТТ стороны СН.

В опыте, представленном на рис. 5, происходит обрыв фазы А ИТТ стороны СН. Через 20 мс дифференциальный ток фазы А становится больше порога срабатывания. ДТЗ не срабатывает благодаря дискретному сигналу VLBreakI, который появился вследствие того, что только на одном присоединении (СН) модули коэффициентов несимметрии по токам обратной и нулевой последовательностей превысили значение 0,5 (блокирование по 1-му признаку). Появление дискретного сигнала BreakCH-A показывает, что повреждение вторичных цепей произошло в фазе А ИТТ стороны СН (2-й признак).

В опыте, представленном на рис. 6, происходит внутреннее КЗ на землю фазы А на стороне СН АТ. Через 7 мс происходит срабатывание дифференциальной токовой отсечки фазы А, а через 18 мс – срабатывание чувствительной ступени фазы А ДТЗ. Хотя модули коэффициентов несимметрии по токам обратной и нулевой последовательностей сторон ВН, СН и НН превышают значение 0,5, блокирования работы ДТЗ не происходит вследствие того, что данные коэффициенты увеличились одновременно (нет блокирования по 1-му признаку).

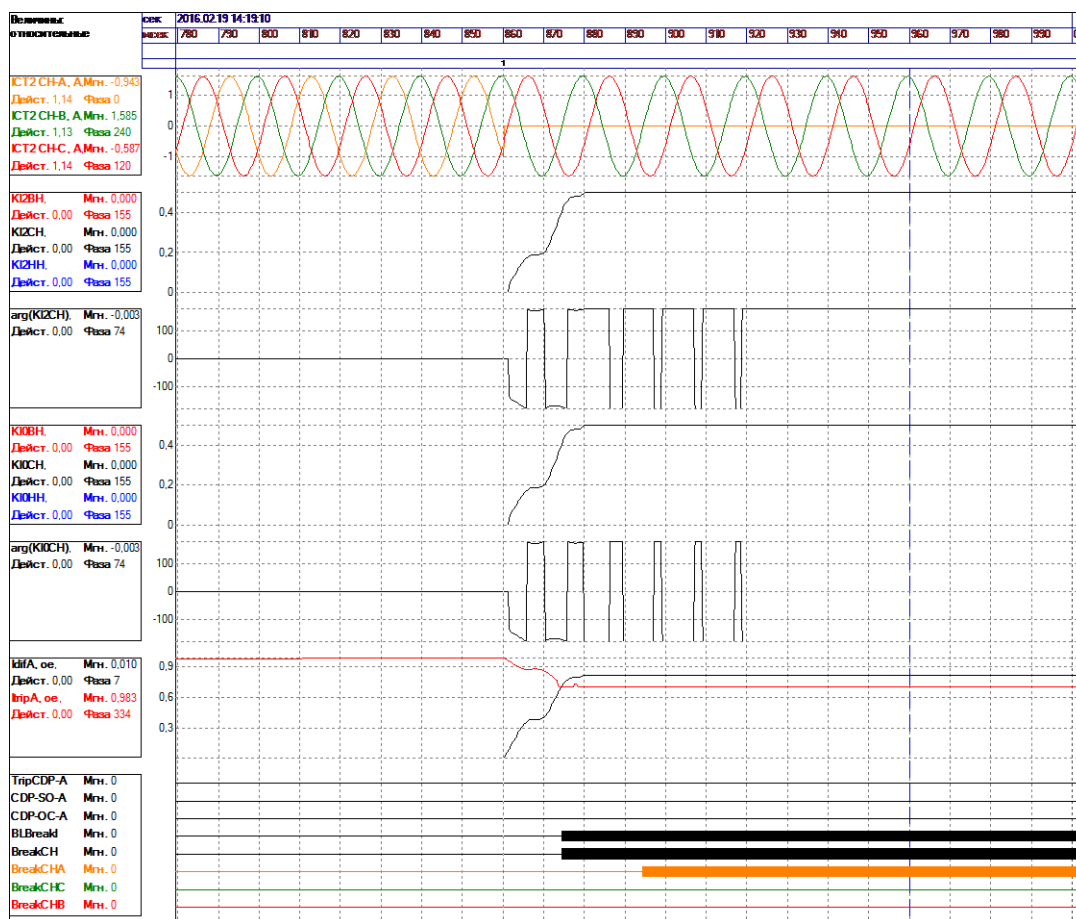


Рис. 5. Осциллограмма опыта обрыва фазы А ИТТ стороны СН

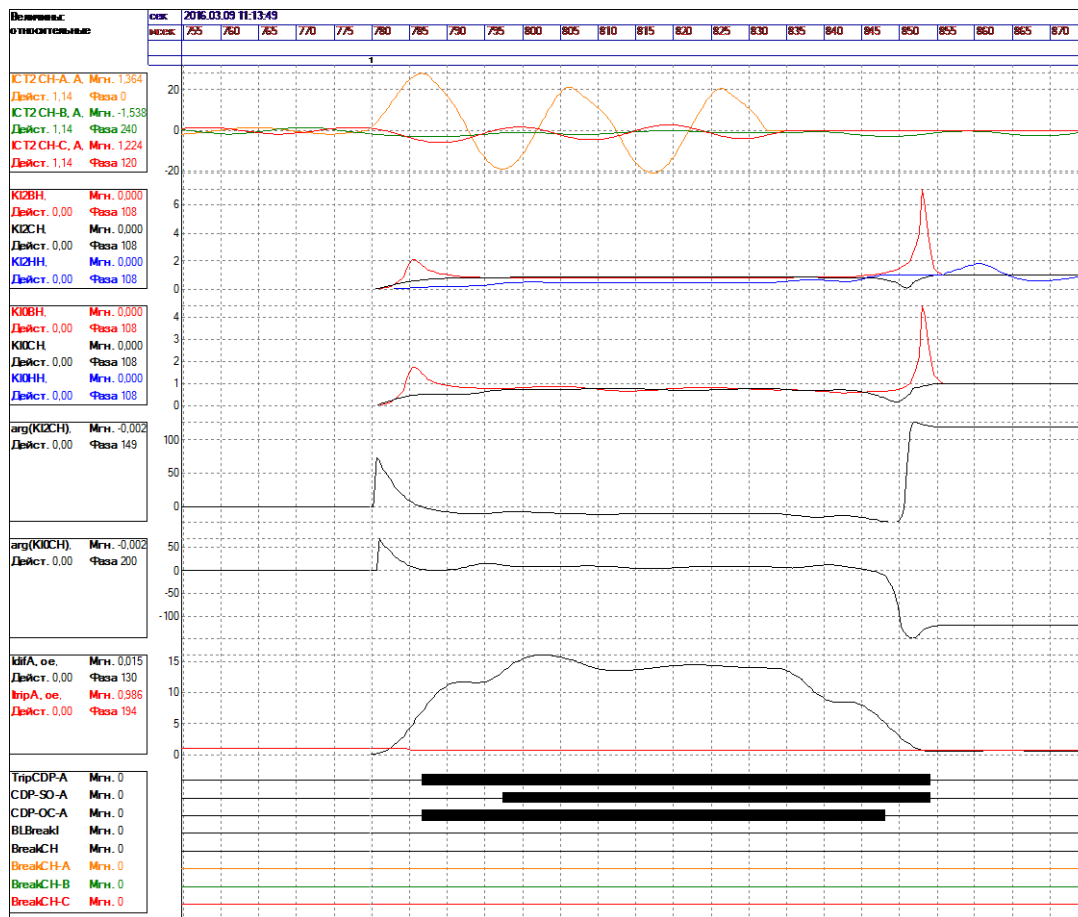


Рис. 6. Осциллограмма опыта внутреннего КЗ фазы А на землю на стороне СН

VI. ВЫВОДЫ

Разработанный алгоритм позволяет выявить не только повреждение вторичных цепей ИТТ на каком-либо присоединении защищаемого объекта, но и фазу оборвавшегося провода, а также может быть использован как дополнительный критерий торможения ДТЗ.

Список литературы

- [1] Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
- [2] Вагнер К.Ф., Эванс Р.Д. Метод симметричных составляющих в применении к анализу несимметричных электрических цепей. – М.; Л.: ОНТИ, 1936.
- [3] Ластовкин В.Д. Мониторинг несимметрии токов и диагностика в рабочих режимах вторичных цепей измерительных трансформаторов тока 110–220 кВ // Энергетик. – 2005. – № 12. – С. 3–5.
- [4] Егоров Е.П. Моделирование измерительного органа продольной дифференциальной токовой защиты в программном комплексе RSCAD // Цифровая электротехника: проблемы и достижения: сб. науч. трудов НПП «ЭКРА». Вып. IV. – Чебоксары: РИЦ «СРЗАУ», 2015. – С. 76–85.

Совершенствование быстродействующих измерительных органов интеллектуальных электронных устройств электроэнергетических систем

Н.С. Заикина, А.Л. Куликов
Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ
Нижний Новгород, Российская Федерация
natic_48@mail.ru

Формирование активно-адаптивных электроэнергетических систем предполагает применение интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) релейной защиты и управления. От быстродействия ИЭУ зависят потенциально достижимые показатели оперативного управления энергосистемами в нормальных и аварийных режимах. Анализируются известные методы повышения быстродействия измерительных органов (ИО) ИЭУ с применением цифровой фильтрации и предлагаются новые рекурсивные алгоритмы, обладающие существенно меньшей вычислительной сложностью. Применение алгоритмов проиллюстрировано на ИО сопротивления, в том числе при наличии аperiodической составляющей в сигнале тока, высших гармоник и др.

Ключевые слова: управление электроэнергетическими системами, интеллектуальные электронные устройства, быстродействие измерительных органов, алгоритмы фильтрации сигналов токов и напряжений.

Elaboration of high-speed measuring organs of intelligent electronic devices of electric power systems

N.S. Zaikina, A.L. Kulikov
A branch of JSC «SO UPS» Nizhny Novgorod Regional Dispatch Administration,
Nizhny Novgorod, Russian Federation
natic_48@mail.ru

An active-adaptive electric power systems formation involves the application of intelligent electronic devices (IEDs), relay protection and control. From IED speed depend potentially achievable indicators operating control power systems in normal and emergency conditions. Analyze famous methods of increasing the speed measuring elements (SW) IED using digital filtering and suggests new recursive algorithms that have significantly lower computational complexity. Algorithms using is illustrated in the measuring organs resistance, including in the presence of DC component in the AC signal, harmonics, etc.

Keywords: control electric power systems, intelligent electronic devices, speed measuring elements, algorithms for filtering the current and voltage signals.

Центральным элементом активно-адаптивных электрических сетей является цифровая подстанция, управляемая с помощью интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ), связанных между собой системой коммуникаций. В решении оперативных задач поддержания заданного режима, повышении наблюдаемости и управляемости электрических сетей ИЭУ играют определяющую роль, а их алгоритмы должны обладать высоким быстродействием и точностью измерений [1]. Основная вычислительная нагрузка ИЭУ возлагается на дискретное преобразование Фурье (ДПФ), позволяющее получить комплексы токов и напряжений в анализируемых узлах электрической сети. Как правило, реализуется не рекурсивная [2, 3] форма ДПФ, обладающая, зачастую, избыточным количеством операций обработки сигналов [4].

Цель статьи – разработка и исследование рекурсивных алгоритмов ДПФ, а также анализ возможностей их применения для совершенствования измерительных органов

ИЭУ. Перечень алгоритмов ДПФ для сопоставительного анализа представлен в таблице.

Алгоритмы по выражениям (5), (6), (9), (10) являются разработкой авторов и получены путем сочетания рекурсивной формы ДПФ (1) с квадратурной фильтрацией «короткого окна». Такой подход позволяет сократить число операций обработки сигналов тока и напряжений измерительных органов ИЭУ и тем самым обеспечить их высокое быстродействие.

В качестве иллюстрации на рис. 1 представлены характеристики фильтрации сигналов промышленной частоты, в том числе амплитудно-частотные характеристики (рис. 1, а) цифровых фильтров по выражениям (1) – (12), а также нормированные ошибки фильтрации аperiodической составляющей (рис. 1, б) при длине окна данных $N = 20$ отсчетов и постоянной времени затухания аperiodической составляющей $t = 0,027$ с.

Название алгоритма	Нерекурсивные алгоритмы	Рекурсивные алгоритмы
ДПФ с действительными коэффициентами	$y_n = \frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \cos\left(\frac{2\pi i}{N}\right);$ $y_{\perp n} = -\frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \sin\left(\frac{2\pi i}{N}\right)$ <p style="text-align: right;">(1)</p>	$y_n = y_{n-1} + \sin\left(\frac{2\pi}{N} \cdot n\right) \cdot (x_n - x_{n-N});$ $y_{\perp n} = y_{n-1} + \cos\left(\frac{2\pi}{N} \cdot n\right) \cdot (x_n - x_{n-N})$ <p style="text-align: right;">(2)</p>
ДПФ с комплексными коэффициентами	$y_n = \frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot e^{j\frac{2\pi i}{N}}$ <p style="text-align: right;">(3)</p>	$\underline{y}_n = \underline{y}_{n-1} \cdot e^{j\frac{2\pi}{N}} + x_n - x_{n-N}$ <p style="text-align: right;">(4)</p>
ДПФ в сочетании с упрощенной фильтрацией	$y_n = -\frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \sin\left(\frac{2\pi i}{N}\right);$ $y_{\perp n} = \frac{1}{\sin\left(\frac{2\pi}{N}\right)} \left(y_n \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right) - y_{n-1} \right)$ <p style="text-align: right;">(5)</p>	$y_n = 2 \cdot \cos\left(\frac{2\pi i}{N}\right) \cdot y_{n-1} - y_{n-2} + b_0 \cdot (x_n - x_{n-N}) +$ $+ b_{N-1} \cdot (x_{n-N-1} - x_{n-1});$ $y_{\perp n} = \frac{1}{\sin\left(\frac{2\pi}{N}\right)} \left(y_n \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right) - y_{n-1} \right)$ <p style="text-align: right;">(6)</p>
ДПФ с корректирующими коэффициентами h_1, h_2	$y_n = \frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \left(\cos\left(\frac{2\pi i}{N}\right) + h_1 \right);$ $y_{\perp n} = -\frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \left(\sin\left(\frac{2\pi i}{N}\right) + h_2 \right),$ <p style="text-align: right;">(7)</p> <p>где h_1 и h_2 – некоторые постоянные, вводимые для подавления аperiodической составляющей определенного значения T_a</p>	$\underline{V}_n = \underline{V}_{n-1} \cdot e^{j\frac{2\pi}{N}} + \frac{2}{N} (x_n - x_{n-N});$ $\underline{L}_n = \underline{L}_{n-1} + \frac{2}{N} \cdot (x_n - x_{n-N}) \cdot (h_1 + jh_2);$ $\underline{y}_n = \underline{V}_n + \underline{L}_n,$ <p style="text-align: right;">(8)</p> <p>где h_1 и h_2 – некоторые постоянные, вводимые для подавления аperiodической составляющей определенного значения T_a</p>
ДПФ со специальным подбором фазового угла φ в сочетании с упрощенной фильтрацией	$y_n = \frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \sin\left(\frac{2\pi i}{N} - \varphi\right);$ $y_{\perp n} = 1 / \sin\left(\frac{2\pi}{N}\right) \cdot \left(y_n \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right) - y_{n-1} \right) \dots (9)$ <p>со специальным подбором значения фазового угла φ</p>	$\underline{y}_n = \underline{y}_{n-1} \cdot \left(e^{-j\frac{2\pi}{N}} + e^{j\left(\frac{2\pi}{N} - \varphi\right)} \right) \cdot (x_n - x_{n-N}),$ <p>вводится дополнительная переменная $\Lambda_n = \frac{2}{N} \cdot \text{Im}(\underline{y}_n)$</p> $y_{\perp n} = 1 / \sin\left(\frac{2\pi}{N}\right) \cdot \left(\Lambda_n \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{N}\right) - \Lambda_{n-1} \right)$ <p style="text-align: right;">(10)</p> <p>со специальным подбором значения фазового угла φ</p>
Универсальные алгоритмы ДПФ с возможностью подавления аperiodической составляющей	$\begin{bmatrix} y_n \\ y_{\perp n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M_1 & M_2 \\ M_2 & M_3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \cos\left(\frac{2\pi i}{N}\right) \\ \sum_{i=0}^{N-1} x_{n-i} \cdot \sin\left(\frac{2\pi i}{N}\right) \end{bmatrix} \dots (11)$ <p>Вводится универсальная коррекция:</p> $\underline{y}_n = y_n + j \cdot y_{\perp n}; \quad \underline{a} = \exp\left(j\frac{2\pi}{N}\right);$ $\underline{d}_n = e^{-\gamma T} = \frac{y_n - \underline{a} y_{n-1}}{y_{n-1} - \underline{a} y_{n-2}}; \quad \underline{X}_n = \frac{y_{n-1} - \underline{d}_n y_{n-2}}{\underline{a} - \underline{d}_n}$	$\underline{y}_n = \underline{y}_{n-1} \cdot \left(e^{-j\frac{2\pi}{N}} \right) + \frac{2}{N} \cdot (x_n - x_{n-N}).$ <p style="text-align: right;">(12)</p> <p>Вводится универсальная коррекция:</p> $\underline{a} = \exp\left(j\frac{2\pi}{N}\right);$ $\underline{d}_n = e^{-\gamma T} = \frac{y_n - \underline{a} y_{n-1}}{y_{n-1} - \underline{a} y_{n-2}}; \quad \underline{X}_n = \frac{y_{n-1} - \underline{d}_n y_{n-2}}{\underline{a} - \underline{d}_n}$

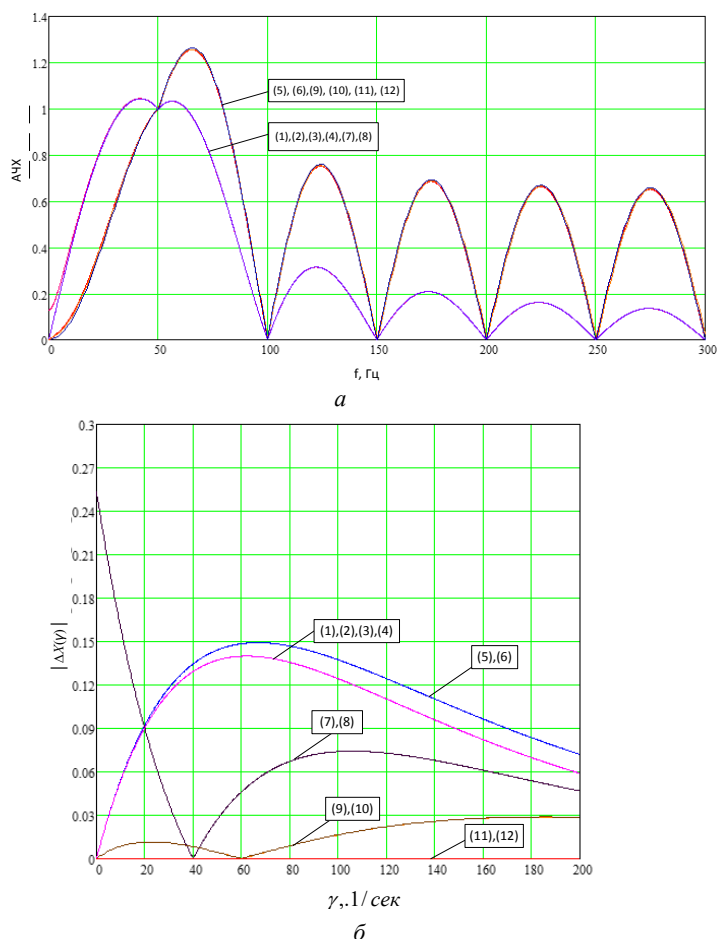


Рис. 1. Амплитудно-частотные характеристики цифровых фильтров, соответствующие математическим выражениям, (а) и нормированные ошибки фильтрации аperiodической составляющей при $N = 20$, $t = 0,027$ с (б)

Анализ характеристик цифровой фильтрации (рис. 1) по выражениям (1) – (10) позволяет сделать следующие выводы:

- упрощенные алгоритмы (5), (6), (9), (10) не уступают по фильтрующим свойствам (рис. 1, а) высших гармоник более сложным алгоритмам (1), (3);
- алгоритмы (11), (12) полностью подавляют аperiodическую составляющую (рис. 1, б) во всем диапазоне значения γ ;
- алгоритмы (9), (10) обладают хорошими свойствами подавления аperiodической составляющей (рис. 1, б) не только для конкретного значения ($\gamma = 40$ 1/с), но и в определенном диапазоне значений ($0 \leq \gamma \leq 60$ 1/с);
- алгоритмы (7), (8) полностью подавляют аperiodическую составляющую (рис. 1, б) определенного значения $\gamma = 40$ 1/с, однако качество фильтрации аperiodической составляющей резко снижается при отклонении коэффициента затухания аperiodического сигнала от γ , на которую настроен алгоритм.

Анализ вычислительной сложности алгоритмов цифровой обработки сигналов токов и напряжений промышленной частоты производился в предположении, что комплексное умножение эквивалентно четырем действитель-

ным умножениям, комплексное сложение содержит два действительных сложения, а одно действительное умножение по затратам времени соответствует четырем действительным сложениям.

На рис. 2 представлены зависимости вычислительной сложности известных и разработанных авторами алгоритмов фильтрации, выраженных в количестве эквивалентных операций сложения в зависимости от длины окна данных N .

Наибольшая вычислительная нагрузка свойственна алгоритму ДПФ с комплексными коэффициентами (3). Это связано с тем, что в данном алгоритме выполняются наиболее трудоемкие операции с комплексными числами. Среди нерекурсивных алгоритмов алгоритмы упрощенной фильтрации (5) и (9) являются менее трудоемкими по сравнению с алгоритмами (1) и (7).

Стоит отметить, что отличительная особенность рекурсивных алгоритмов (2), (4), (6), (8), (10), (12) заключается в отсутствии зависимости вычислительной сложности от длины окна данных. Из рис. 2 видно, что алгоритм (2) является наиболее простым и включает в себя минимальное количество вычислительных операций. Более того, для реализации алгоритмов (2), (4) и (10) требуется использовать только три отчета. Тем самым снижается нагрузка на оперативную память процессора.

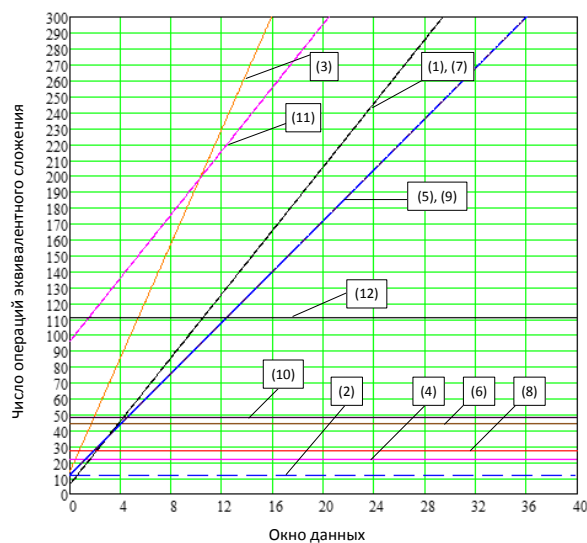


Рис. 2. Зависимости операций эквивалентных сложений от длины окна данных, соответствующие математическим выражениям (1) – (12)

Применение рекурсивных алгоритмов фильтрации проиллюстрируем на измерительных органах сопротивления ИЭУ, в предположении наличия аperiodической составляющей в сигнале тока, высших гармоник и др.

В ходе эксперимента имитировался участок электрической сети (рис. 3) в программном комплексе MatLab.

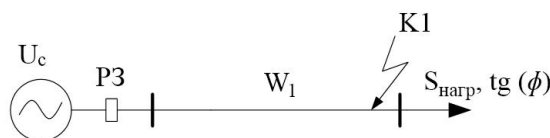


Рис. 3. Однолинейная схема сети

Моделировались двухфазные металлические КЗ, в последующем с помощью алгоритмов фильтрации (3), (4), (7) – (10) оценивались комплексы токов и напряжений фаз A, B, C .

Взяв отношение линейного напряжения, например фазы A и фазы B , к разности фазных токов, получим комплекс сопротивления:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{ab} &= \underline{U}_a - \underline{U}_b; \quad \underline{I}_{ab} = \underline{I}_a - \underline{I}_b; \\ \underline{Z}_{ab} &= \frac{\underline{U}_{ab}}{\underline{I}_{ab}}. \end{aligned} \quad (13)$$

На рис. 4, 5 (\bar{b} – укрупненное изображение) представлены годографы комплексного сопротивления для дис-

танционного измерительного органа цифровой релейной защиты, полученные по оценкам векторов токов и напряжений с применением алгоритмов их рекурсивной (4), (8), (10) и нерекурсивной фильтрации (3), (7), (9).

Анализ рис. 4 и 5 показывает, что годографы сопротивлений, реализованные по разработанным рекурсивным алгоритмам (8), (10) с коррекцией, быстрее сходятся к установившемуся значению и поэтому обладают большим быстродействием, а измерительные органы ИЭУ с применением таких алгоритмов, соответственно, обладают большей динамической устойчивостью [3]. Оценочный выигрыш в быстродействии по результатам моделирования составил 6 раз.

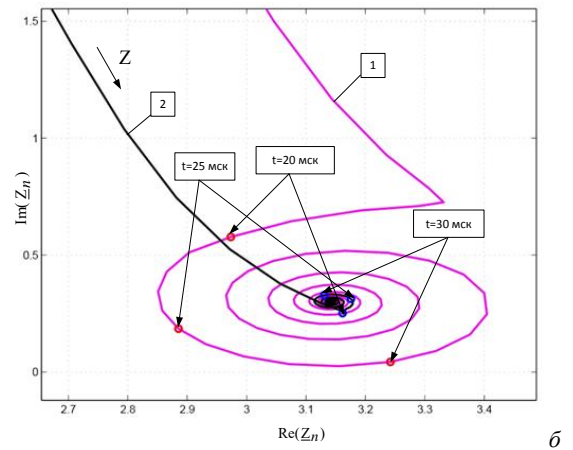
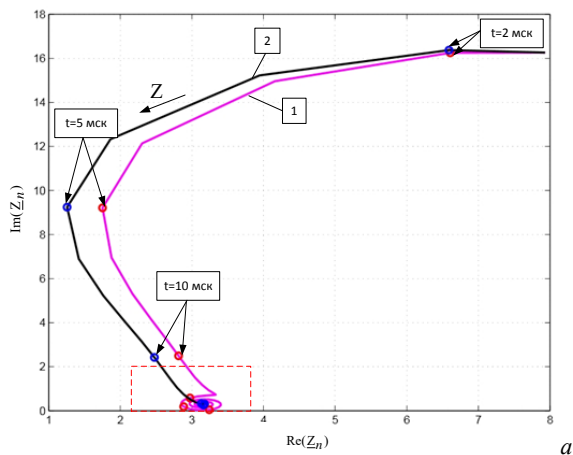


Рис. 4. Годографы сопротивления, оцененные по алгоритмам (3), (4) – 1 и (8) с коррекцией $h_1, h_2 - 2$ (t – время после наступления КЗ, мс)

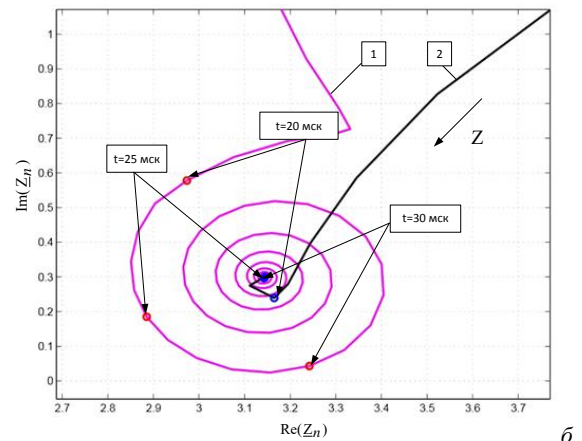
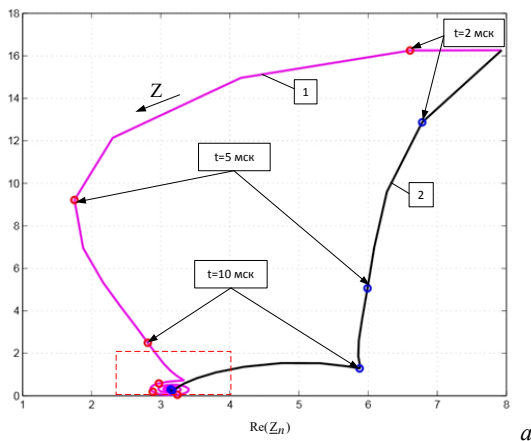


Рис. 5. Годографы сопротивления, оцененные по алгоритмам (3), (4) – 1 и (10) со специальным подбором фазового угла $\varphi - 2$ (t – время после наступления КЗ, мс)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Быстродействие измерительных органов ИЭУ определяет возможности оперативного управления электроэнергетическими системами и становится важнейшим показателем аппаратной реализации устройств релейной защиты и АСУТП.

2. Для оценки комплексов токов и напряжений в узлах подключения ИЭУ к электрической сети перспективно применение рекурсивных алгоритмов цифровой фильтрации, обладающих малым числом операций обработки сигналов при высокой точности вычислений.

3. Результаты имитационных экспериментов показали, что для моделируемой сети использование разрабо-

танных алгоритмов рекурсивной фильтрации обеспечивает повышение быстродействия измерительного органа сопротивления в 6 раз.

Список литературы

- [1] Дементьев Ю.А. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС).
- [2] Куликов А.Л. Введение в методы цифровой релейной защиты высоковольтных ЛЭП: учеб. пособие / А.Л. Куликов, М.Ш. Мисриханов. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 198 с.
- [3] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
- [4] Куликов А.Л., Петрова В.А., Заикина Н.С. Применение «переменного окна данных» при фильтрации аварийных токов и напряжений // Релейщик. – 2016. – № 1.

Создание актуальных моделей энергосистем с применением комплексов моделирования реального времени.

Цели и задачи моделирования

А.В. Иванов¹, И.А. Кошельков¹, Д.Н. Гура²

¹ООО НПП «ЭКРА»

Чебоксары, Россия

²Филиал АО «СО ЕЭС» «Северокавказское РДУ»

Пятигорск, Россия

ekra4@ekra.ru, GuraDN@skrdu.so-ups.ru

С развитием систем моделирования в электроэнергетике появились программно-аппаратные комплексы, позволяющие создавать модели различной точности с возможностью подключения к устройствам и получения обратной связи от них в режиме реального времени. Актуализация полученных моделей – непрерывный процесс при моделировании. Зачастую проверка точности полученных данных при использовании комплексов моделирования представляется сложной, специалисты вынуждены руководствоваться указаниями производителей программных и программно-аппаратных комплексов. При этом проверка актуальности моделей носит теоретический характер. При создании представленной в статье модели использовался программно-аппаратный комплекс (ПАК) моделирования в реальном времени RTDS. В качестве исходных данных использовались результаты натурных испытаний, проведенных в 2014 – 2015 гг. на Северном Кавказе, в Сибири и на Дальнем Востоке. Получены модели участков энергосистем. Проведена теоретическая и практическая проверка актуальности данных моделирования с использованием результатов натурных испытаний, которые по своим свойствам значительно ближе к идеальным авариям, чем результаты реальных аварий в энергосистеме. Проведенные исследования позволяют сделать вывод об актуальности моделей, полученных с помощью ПАК RTDS.

Ключевые слова: моделирование, RTDS, натурные испытания.

Modeling power system conditions with real time simulation complexes.

Objectives and goals of simulation

Aleksandr Ivanov¹, Ivan Koshelkov¹, Denis Gura²

¹EKRA, Ltd

Cheboksary, Russia

²JSC «SO UPS» North Caucasus RDU

Pyatigorsk, Russia

ekra4@ekra.ru, GuraDN@skrdu.so-ups.ru

The evolution of modeling techniques in power engineering lead to development of modern simulation systems allowing to create different models, connect the simulation equipment to devices used in the tests and provide feedback from those devices in real time. Accurate simulation constantly requires that the models should be checked and changed for adequate and correct results. It is sometimes quite difficult to check the obtained simulation results for adequacy, while the specialists have to use the guidelines and documentation provided by the vendors of simulation equipment. The accuracy checks of such simulation models are usually based on theoretical data. The model described below was created with the real time simulation system RTDS. The power system data for simulation was based on the results obtained from planned fault tests carried in 2014 - 2015 at power utilities in the North Caucasus, Siberia, and the Far East. The obtained models represent parts of actual power systems. The theoretical and experimental tests have been performed for adequacy of planned fault results which are closer to ideal faults than the results from faults that actually happen in the power systems. The results show the adequacy of models created with RTDS simulation equipment.

Keywords: simulation, RTDS, field tests.

1. ВВЕДЕНИЕ

Моделирующие комплексы реального времени находят все более широкое применение при решении различных задач в электроэнергетике, связанных с разработкой и внедрением устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики (РЗА), систем

регулирования и управления. При оценке комплексов реального времени в первую очередь обращают внимание на возможность обеспечить максимальную приближенность характеристик моделей к реальным свойствам объектов энергосистем и способность наиболее адекватно представить возникающие режимы. В каждом случае подчеркивается практическая ценность применения

моделей реального времени в зависимости от конкретной задачи и типа моделирующего комплекса. Среди основных задач моделирования фигурируют разработка и тестирование алгоритмов защит, сложные промышленные испытания электроустановок, обучение будущих специалистов и повышение квалификации персонала. В целом, задача моделирования оценивается как сложная и нетривиальная [1].

В работах на тему моделирования электро/энергосистем (ЭЭС) наиболее часто встречаются комплексы Real Time Digital Simulator (RTDS) [2] и eMEGAsim [3]. Следует также отметить отечественную разработку Энергетического института Томского политехнического университета – Всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС [4]).

II. СПОСОБЫ ВЕРИФИКАЦИИ СОЗДАВАЕМЫХ МОДЕЛЕЙ ЭЭС

Применение программно-аппаратных комплексов (ПАК) моделирования реального времени позволяет значительно упростить и, как следствие, сократить временные расходы на разработку устройств РЗА.

Первым и самым важным вопросом при моделировании, безусловно, является вопрос актуальности полученных моделей ЭЭС. Известно, что в зависимости от применяемых программных или программно-аппаратных средств моделирования полученные результаты могут значительно различаться.

На практике применяются самые разные способы верификации, вплоть до сравнения результатов, полученных от различных комплексов. Такой метод объективно не дает оснований говорить об актуальности разработанных моделей.

Еще одним из способов верификации является моделирование произошедших аварийных ситуаций и сравнение полученных сигналов с осциллограммами, записанными устройствами во время аварийных событий. Недостатком такого метода является необходимость вариативного перебора параметров моделируемых

элементов ввиду отсутствия достаточной информации о произошедшем событии. Применение моделей с использованием этого способа не даёт уверенности в адекватности результатов, полученных при имитации повреждений и режимов, для которых нет исходных аварийных осциллограмм.

III. НАТУРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Натурные испытания устройств определения места повреждения (ОМП) были проведены ПАО «ФСК ЕЭС» в МЭС Юга, МЭС Сибири и МЭС Востока.

Цель испытаний заключалась в сравнительном анализе точности различных дистанционных методов ОМП воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) (волнового и по параметрам аварийного режима). Кроме того, испытания позволили выполнить оценку точности и сравнение результатов ОМП устройств различных производителей. Оценка работы ОМП, несомненно, является одной из важнейших практических задач, стоящих как перед эксплуатирующими организациями, так и перед производителями соответствующих устройств.

Так, с целью проведения сравнительного анализа устройств ОМП была проведена серия опытов в Амурском ПМЭС на одной из воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) 220 кВ со сложной конфигурацией (с отпайками) – рис. 1:

- однофазное короткое замыкание (КЗ) фазы *C* на землю через переходное сопротивление в режиме опробования воздушной линии (ВЛ) со стороны подстанции (ПС) 220 кВ Завитая в точке К-1;
- однофазное КЗ фазы *A* на землю через переходное сопротивление в точке К-2;
- междуфазное КЗ фаз *A – B* в точке К-3.

На основании натурных испытаний составлен отчет, содержащий схему участка ЭЭС с исходными данными, а также результаты расчета ОМП устройств различных производителей.

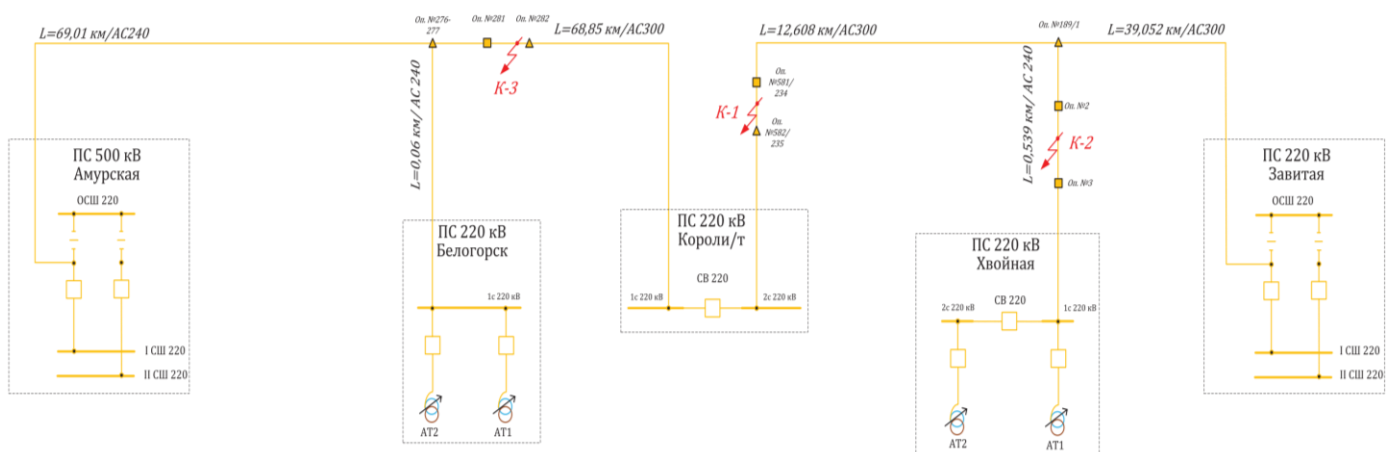


Рис. 1. Схема участка энергосистемы, на котором проводились натурные испытания

Результаты отчета по натурным испытаниям были в дальнейшем использованы производителем устройств релейной защиты и автоматизации (РЗА) ООО НПП «ЭКРА» при составлении и анализе модели ВЛЭП в комплексе RTDS. Учитывая запланированный характер аварий при проведенных испытаниях, когда точное место

и вид КЗ заранее известны, можно реализовать модель в комплексе реального времени с характеристиками, которые будут наиболее близки к реальным свойствам воздушных линий электропередач (ВЛЭП). Сравнив такую модель с результатами опытов КЗ, можно лучше проанализировать особенности алгоритмов моделирования

и влияние задаваемых параметров объектов моделирования и сделать модель более точной, что, естественно, повышает практическую ценность применения моделирующих комплексов реального времени.

IV. ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ НА RTDS

ПАК RTDS (рис. 2) состоит из аппаратных блоков и программной части, называемой RSCAD. RSCAD создан на основе известного и широко распространенного за рубежом программного комплекса PSCAD, разработанного и поддерживаемого канадской компанией Manitoba HVDC Research Centre. В RSCAD так же, как и в PSCAD, используются высокоэффективные математические модули и вычислительные методы, известные под названием EMTP (ElectroMagnetic Transients Program), основанные на работах профессора Г. Доммея (Herman W. Dommel) [5]. EMTP-алгоритмы позволяют получать с высоким

быстродействием устойчивые и точные решения уравнений электромагнитных и электро-механических переходных процессов в больших электроэнергетических системах сложной конфигурации для моделирования процессов в реальном масштабе времени.

Аппаратная часть RTDS имеет модульную наращиваемую структуру. Основной аппаратной части являются вычислительные процессорные платы (последняя модель платы на момент выхода статьи – PB5), количество которых определяет размер расчетной модели. Помимо вычислительных плат, комплекс содержит платы ввода/вывода аналоговой и цифровой информации для связи с внешними устройствами. На программно-аппаратном уровне реализована полнофункциональная поддержка большого числа используемых в РЗА протоколов, в том числе и протоколы стандарта МЭК 61850 (GOOSE и Sampled Values).

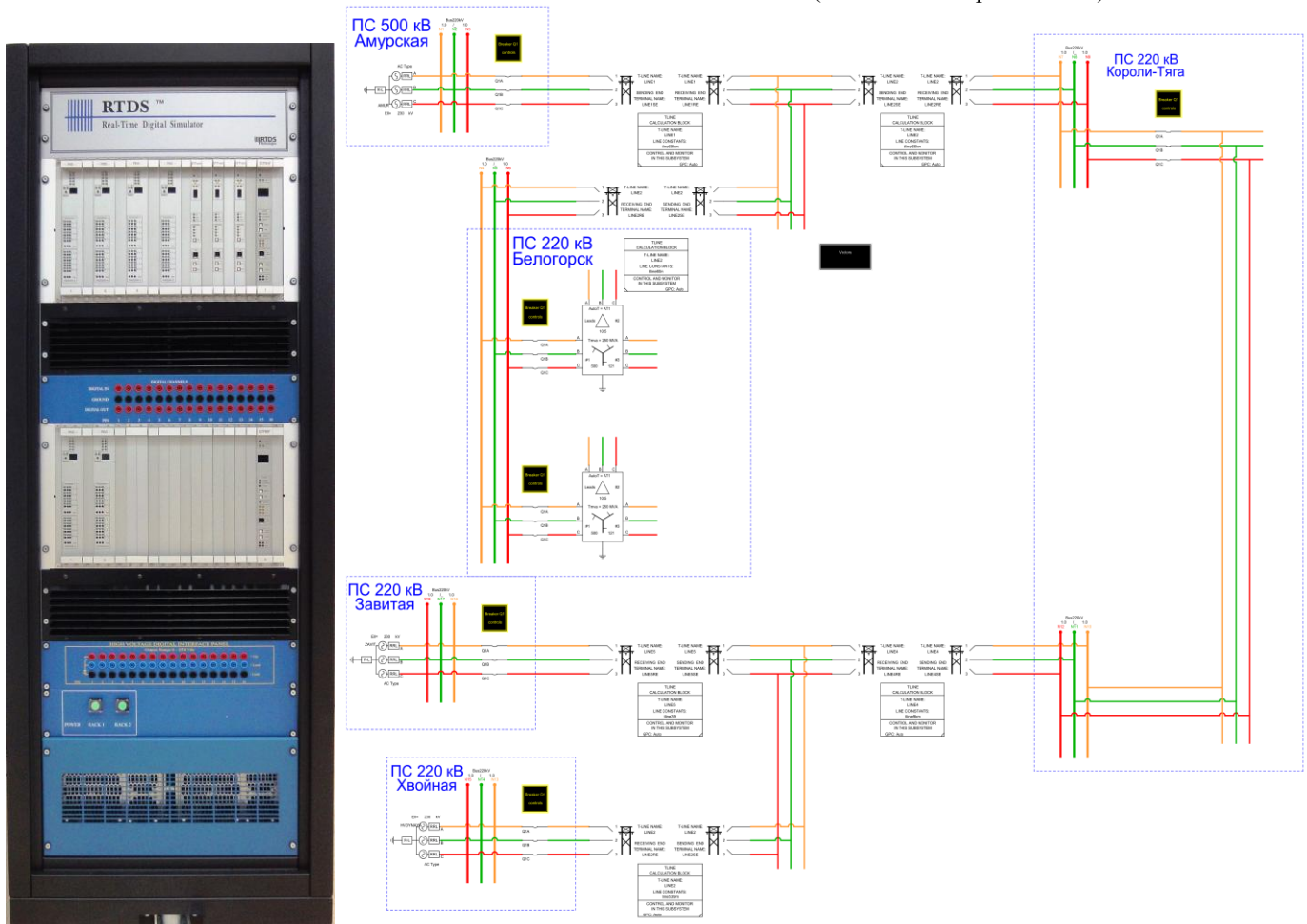


Рис. 2. Аппаратная часть ПАК RTDS: модель схемы участка энергосистемы в RSCAD

К списку задач, для решения которых можно использовать ПАК RTDS, можно отнести:

- тестирование алгоритмов и создание прототипов устройств;
- испытания устройств в замкнутом цикле;
- тестирование оборудования, выполненного с поддержкой протоколов стандарта МЭК 61850;
- тестирование цифровых систем управления;
- использование ПАК RTDS в обучающих и образовательных целях [6].

В рамках работы по созданию актуальной модели участка ЭЭС и её верификации сотрудниками ООО НПП «ЭКРА» совместно с сотрудниками филиала АО «СО ЭЭС» Северокавказское РДУ были выполнены работы, результаты которых могут быть использованы во всех указанных выше пунктах.

Полученная модель может быть условно поделена на несколько частей, для проведения последующих испытаний устройств: линии различной длины (от 12 до 190 км), в том числе с отпайками; автотрансформаторы различной мощности; системы шин с различным числом присоединений.

Имеющаяся информация позволяет использовать модели измерительных трансформаторов тока (ТТ) с характеристиками, близкими к характеристикам реально установленных на объектах ТТ. Имитировалась установка различных типов защит на разных объектах участка ЭЭС, и выполнялась проверка корректности работы в различных режимах.

В качестве дополнительных испытаний на указанной модели также были выполнены проверки прототипов, имитирующих работу устройств РЗА в части защит автотрансформаторов и систем сборных шин. С учетом высокой надежности данных моделирования, подтвержденной сравнением с результатами натуральных испытаний и параллельным подключением реальных устройств микропроцессорных (МП) РЗА на те же возмущения, проведенная работа позволяет говорить о высокой степени достоверности разработанных прототипов устройств МП РЗА.

V. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

На моделях, разработанных с использованием параметров натуральных испытаний, проведена имитация аварийных режимов согласно программе этих испытаний.

Полученные результаты показывают высокую точность моделирования во всех режимах испытаний без применения метода вариативного перебора параметров моделируемых объектов ЭЭС. Это позволяет утверждать, что подобные модели обладают более высокой степенью актуальности по сравнению с моделями, верифицированными иными способами. Кроме того, такой способ верификации позволяет выполнить более глубокий анализ влияния параметров на поведение ЭЭС в результате возмущений, вызванных аварийными режимами.

Разработанные модели объектов (автотрансформаторы, линии, измерительные ТТ), использованные на указанном участке ЭЭС, могут быть сохранены в библиотеку элементов с заданными параметрами с целью последую-

щего применения при создании моделей, что приведет к сокращению временных ресурсов, затрачиваемых на создание моделей.

При внесении в схему незначительных изменений, не оказывающих влияния на моделируемые первичные процессы, возможно ее применение для испытаний устройств, выполненных с частичной или полной поддержкой протоколов стандарта МЭК 61850.

Полученный опыт при правильном приложении усилий позволит создавать модели ЭЭС с высокой степенью достоверности, что, безусловно, является основной задачей моделирования.

Список литературы

- [1] Форсайт П., Кюффель Р., Питерс С. Применение цифровых симуляторов реального времени в энергетических компаниях // Релейщик. – 2014. – № 2. – С. 34–37.
- [2] <http://www.rtds.com>
- [3] <http://www.opal-rt.com>
- [4] <http://inotomsk.ru>
- [5] Hermann W. Dommel. Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single- and Multiphase Networks, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, pp. 388–399, April 1969.
- [6] Понамарев Е.А., Шевцов В.М. Цифровые системы реального времени для моделирования электроэнергетических систем // Цифровая электротехника: проблемы и достижения: сб. науч. трудов НПП «ЭКРА». Вып. 2. – 2013. – С. 45–55.
- [7] Нудельман Г.С., Наволочный А.А., Онисова О.А. Использование комбинированных методов моделирования процессов в больших электроэнергетических системах в масштабе реального времени и с опережением // Доклад на конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем 2015».

Совершенствование дистанционных защит воздушных линий электропередачи, оборудованных управляемыми шунтирующими реакторами

В.С. Исаков

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Самара, Россия

skrechm2@yandex.ru

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) находят всё более широкое применение в российских электрических сетях. Ряд режимных, конструктивных и схмотехнических особенностей УШР определяет необходимость существенной модификации известных способов организации релейной защиты этих устройств. В качестве эффективного решения для повышения эффективности релейной защиты линий электропередачи, снабжённых УШР, многие авторы предлагают использовать двухступенчатую направленную дистанционную защиту (ДЗ). В данной работе предлагается методика расчёта уставок ДЗ воздушной линии с УШР с отстройкой от динамического изменения параметров линии и низкочастотных колебаний при коротких замыканиях.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, управляемый шунтирующий реактор, дистанционная защита.

Perfection distance protection for overhead power lines, equipped controlled shunt reactor

V.S. Isakov

Samara State Technical University

Samara, Russian Federation

skrechm2@yandex.ru

Controlled shunt reactors (CSR) are increasingly used in the Russian power grids. A number of regime, and circuit design features CSR determines the need for substantial modification of known methods of organization of relay protection of these devices. As an effective solution to improve the efficiency of relay protection of power lines, equipped with CSR, many authors suggest using a two-stage directional distance protection (DP). In this paper we propose a method of calculating the setting of RS overhead line with CSR with detuning from the dynamic changes in the parameters of the line and the low-frequency oscillations in short-circuit.

Keywords: Overhead power line, controlled shunt reactor, the distance protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

Сложность, разветвленность, длинные линии электропередач электроэнергетических систем (ЭЭС), непрерывность и быстрота протекающих в этих системах процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии при различных нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы составляют ряд факторов зависимости надежности и эффективности электроэнергетических систем от уровня и качества их автоматизации. В связи с этим одной из основных направлений современного развития и совершенствования электроэнергетических систем является качественное повышение их автоматического управления. На данный момент электроэнергетическая система является наименее автоматизированной, акцентными в этой тенденции становятся электрические сети со средствами реализации технологии Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS) – гибкие системы передачи электроэнергии переменным током.

Применение FACTS дает широкие возможности для управления режимом в электроэнергетической системе.

Наибольшее распространение в мире получили управляемые устройства продольной компенсации (УУПК). УУПК включает в себя статические компенсаторы (СТАТКОМ), статические тиристорные компенсаторы (СТК), батареи статических компенсаторов (БСК) и управляемые шунтирующие реакторы (УШР).

Наиболее распространенными устройствами FACTS в России являются УШР, поэтому рассмотрим дистанционную защиту (ДЗ) ЛЭП с УШР, относящимся к УУПК.

II. ПРИМЕНЕНИЕ СТУПЕНЧАТОЙ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ

Для защиты ЛЭП с УШР от всех видов повреждений целесообразно применять ступенчатую направленную ДЗ. Влияние УШР на дистанционную защиту варьируется. В случае продольной компенсации ЛЭП включение УШР напрямую влияет на сопротивление линии. В этом случае наблюдается значительное изменение сопротивления, что вызывает срабатывание реле и отключение линии, либо отказ защиты при коротком замыкании (КЗ) (рис. 1). Это обусловлено изменением схемы замещения сети, в которой происходит авария или возмущение. В этом

случае наблюдается введение сосредоточенной емкости, приводящее к изменению дифференциальных уравнений, описывающих работу схемы сети, вызывающее свободные периодические составляющие токов и напряжений пониженной частоты с исчезновением свободной аperiodической составляющей.

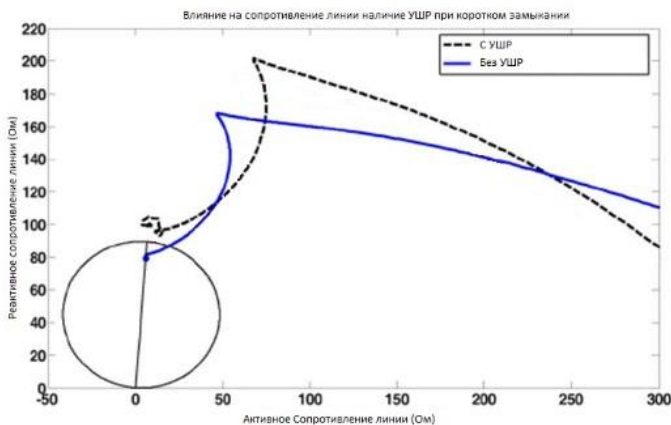


Рис. 1. Влияние УШР на сопротивление линии

Динамическое изменение сопротивления линии приводит к искажению замера сопротивления. Уровень искажения определяется значением степени компенсации УШР при КЗ. Указанный параметр в каждом конкретном случае зависит от множества факторов [1]:

- состояния конденсаторной батареи (КБ);
- топологии сети и места возникновения КЗ.

Основным способом отстройки для УШР может служить расчет уставок комплектов ДЗ. При этом дистанционная защита должна учитывать возможность как сохранения в работе КБ, так и ее частичного или полного шунтирования. Первая ступень ДЗ линии с УШР должна выбираться исходя из предположения, что КБ введена в работу. При этом коэффициент отстройки задается с учетом возможного возникновения низкочастотного колебательного процесса, а степень компенсации УШР максимальная. Это приводит к сокращению зон отключения без выдержки времени первых ступеней комплектов ДЗ при внутреннем КЗ и шунтировании КБ УШР. В зависимости от максимального значения степени компенсации УШР указанное сокращение составляет от 9 до 60 % длины компенсированной линии [2].

Обеспечить отключение на оставшемся незащищенном участке ВЛ ВН с УШР возможно двумя вариантами. В первом варианте, предполагая, что КБ выведена из работы, защита реализована на базе одной ступени. Во втором – на базе двух ступеней. Первое

решение приводит к возникновению зоны излишнего срабатывания при КЗ на смежном участке. Вторым вариантом вызывает увеличение до 1,0 с задержки в отключении КЗ в конце компенсированной линии [2].

III. МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕТИ С ПОМОЩЬЮ MATLAB SIMULINK

Моделирование сети производилось с помощью программной среды MATLAB Simulink. Схема исследуемой сети приведена на рис. 2.

Сигналы срабатываний от ступеней комплектов ДЗ ЛЭП с УШР объединяются по схеме «ИЛИ» в единую команду на отключение выключателей ВЛ и УШР. Указанная команда передается по каналам связи на отключение собственного выключателя вблизи УШР. При этом требуется установка дополнительного выключателя УШР.

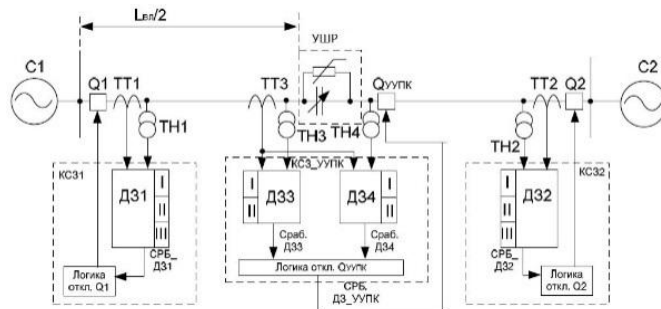


Рис. 2. Схема взаимодействия комплектов ДЗ компенсированной линии при передаче команды на отключение на выключатель УШР

IV. ВЫВОДЫ

Установлено, что игнорирование динамических изменений параметров линии электропередачи с УШР при выборе уставок ДЗ приводит к возникновению ложных срабатываний и не обеспечивает селективности или увеличению времени срабатывания. Констатируется невысокая эффективность мероприятий по адаптации ДЗ к условиям работы линии с УШР.

Список литературы

[1] Колобродов Е.Н., Нудельман Г.С. Повышение эффективности систем защит воздушных линий высокого напряжения с управляемой продольной компенсацией // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем, Екатеринбург, 3–7 июня 2013. С. 8.

[2] Долгополов А.Г. Релейная защита управляемых шунтирующих реакторов // Библиотека электротехника. Вып. 8–9 (152–153). – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2011.

Программа просмотра осциллограмм с модулем визуализации работы измерительных органов

П.С. Киреев¹, И.В. Нагай², А.В. Пилипенко¹

¹ФГБОУ ВО «Южно-российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова»
Новочеркасск, Россия

²ООО «АвтоматикаДон»
Таганрог, Россия
a.v.pilipenko@yandex.ru

Отечественные производители релейной защиты поставляют к своим терминалам многофункциональное программное обеспечение для просмотра и анализа осциллограмм. Данные продукты являются удобными инструментами для анализа сигналов на частотной, векторной и круговой диаграммах. Однако у большинства из них отсутствует визуальное совмещение векторов фазных величин, их симметричных составляющих с зонами срабатывания различных измерительных органов. В рамках соглашения № 14.579.21.0083 с Минобрнауки России разработан программный продукт для просмотра осциллограмм и анализа нахождения замера в любой момент записанной осциллограммы в соответствующей области характеристики срабатывания для экспериментального образца аппаратно-программного комплекса резервной релейной защиты.

Ключевые слова: визуализация аварийных процессов, органы приращения, дальнее резервирование, релейная защита.

The program for viewing waveforms with the module visualization of the operation of measuring elements

P.S. Kireev¹, I.V. Nagay², A.V. Pilipenko¹

¹Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI)

Novocherkassk, Russia

²AvtomatikaDon LLC
Taganrog, Russia

Russian manufacturers of relay protection supply to its terminals multi-functional software for viewing and analyzing waveforms. These products are convenient tools for analysis of signals in frequency, vector and hodograph charts. However, most of them missing the visual combination of the vectors of phase quantities, symmetrical components them with the response areas of the different measuring elements. In the framework of the agreement No. 14.579.21.0083 with the Ministry of education and science developed a software product for viewing waveforms and analysis of location measurement at any time recorded waveforms in the respective field characteristics of response to experimental prototype hardware and software system backup protection.

Keywords: visualization of emergency processes, the organs of the increment, the remote backup, relay protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

Векторная форма представления измеряемых электрических величин является традиционной и одной из наиболее востребованных в электроэнергетике [1 – 3]. Визуальное совмещение векторов измеряемых величин и их симметричных составляющих с областями характеристики срабатывания позволяет получить максимально удобную форму для понимания работы измерительных органов в защитах дальнего резервирования, которые имеют некоторые особенности, связанные с адаптивными алгоритмами, необходимыми для обеспечения чувствительности. Данный способ графического изображения измеряемых величин расширяет возможности при решении комплексных задач анализа переходных режимов работы электроэнергетических систем.

II. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС РЕЗЕРВНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В рамках выполнения научно-исследовательской конструкторской работы был разработан экспериментальный аппаратно-программный комплекс резервной релейной защиты. Это устройство нацелено на решение проблемы распознавания повреждений в распределительных сетях 35–220 кВ с большим количеством подстанций, выполненных по упрощенным схемам [4]. Традиционные защиты линий не могут обеспечить требуемую чувствительность при выявлении удаленных коротких замыканий за трансформатором ответвленной или промежуточной подстанции, так как токи короткого замыкания за маломощным трансформатором соизмеримы с токами нагрузки линии [5]. Для успешного решения задачи распознавания повреждений в разработанном устройстве реализованы измерительные органы симметричных составляющих, орган реактивной состав-

ляющей тока прямой последовательности с торможением, орган приращения реактивной составляющей тока прямой последовательности с торможением и др. Отображать работу данных измерительных органов в полной мере позволяет разработанный модуль визуализации.

В состав программного обеспечения аппаратно-программного комплекса входят программа-конфигуратор уставок устройства, программа просмотра осциллограмм и модуль визуализации. Данные программы связаны между собой, что позволяет, меняя уставки в конфигураторе, наблюдать работу измерительных органов с заданными уставками с помощью модуля визуализации в любой момент записанной осциллограммы.

Загрузка осциллограммы с устройства осуществляется в виде массива выборок, соответствующих мгновенным значениям тока и напряжения в конкретный момент времени, а также рассчитанным устройством параметрам. Для каждого периода осциллограммы происходит расчет действующего значения и угла сигнала относительно вектора напряжения прямой последовательности или вектора напряжения фазы *A* с помощью дискретного преобразования Фурье. По полученным фазным величинам сигналов для каждого периода рассчитываются симметричные составляющие. Для органа приращения рассчитываются ортогональные составляющие токов.

III. Модуль визуализации работы измерительных органов

Поясним работу модуля визуализации на примере органа фазного тока с «узким» органом направления мощности. Характеристика срабатывания данного органа представлена на рис. 1.

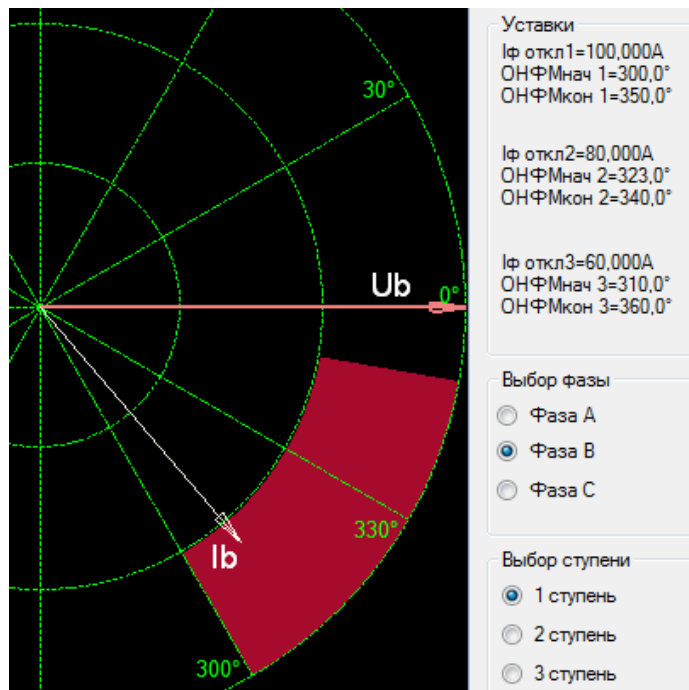


Рис. 1. Поясняющий рисунок работы органа фазного тока

Орган направления мощности будет разрешать работу токового органа только в случае, если контролируемый угол больше угла начала и меньше угла конца зоны срабатывания.

Срабатывание токового органа будет происходить, если модуль вектора фазного тока превысит значение уставки. При попадании вектора фазного тока в зону срабатывания происходит выделение данной области бордовым цветом, как показано на рис. 1 для тока фазы *B*, иначе зона срабатывания подсвечивается серым цветом. Анализируемый момент осциллограммы отмечается курсором в программе просмотра осциллограмм (рис. 2).

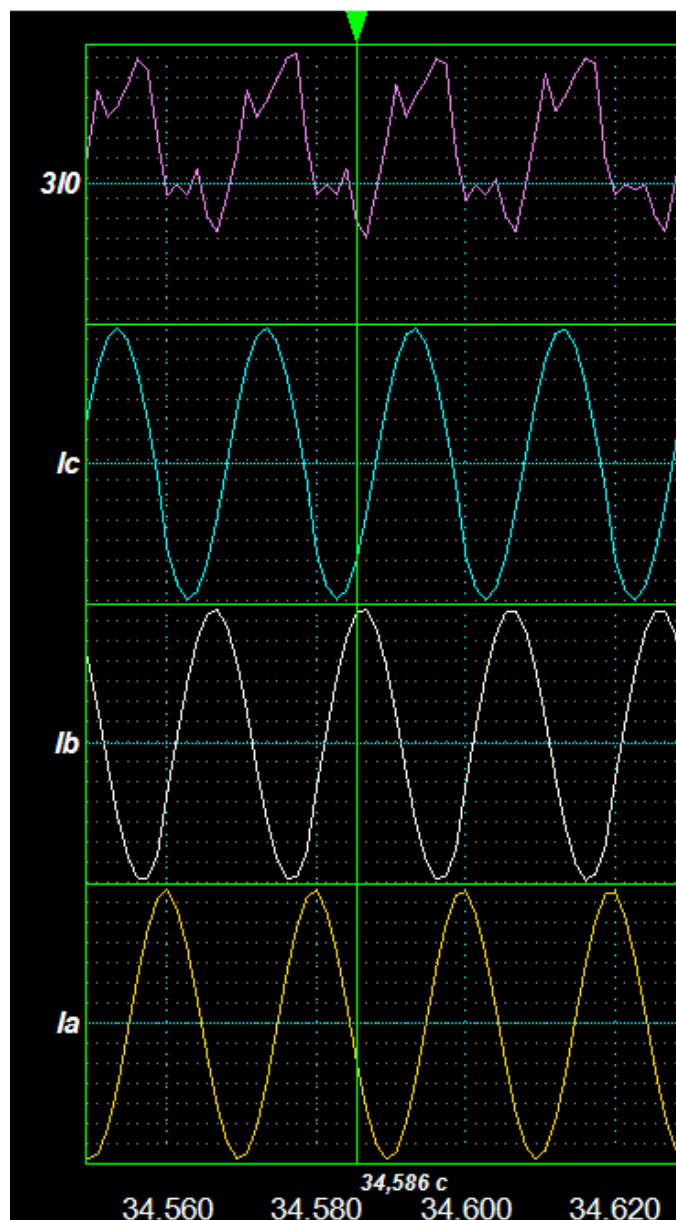


Рис. 2. Программа просмотра осциллограмм

Путем перемещения данного курсора производится анализ аварийного процесса в любой момент записанной осциллограммы. Проанализировать работу рассмотренного выше измерительного органа можно по всем фазам и трем ступеням срабатывания защиты.

Аналогично производится процесс визуализации работы органа тока прямой последовательности с узкой угловой характеристикой, а также других измерительных органов. Интерфейс модуля визуализации позволяет переключать уставки для различных ступеней защиты, что обеспечивает удобство анализа осциллограмм.

Описываемое программное обеспечение особенно полезно для анализа работы органов приращения реактивной составляющей тока прямой последовательности с торможением от активной составляющей [6, 7]. Характеристика срабатывания данного органа представлена на рис. 3. Она представляет собой область, ограниченную двумя лучами, исходящими из определяемой уставкой точки на оси реактивных составляющих.

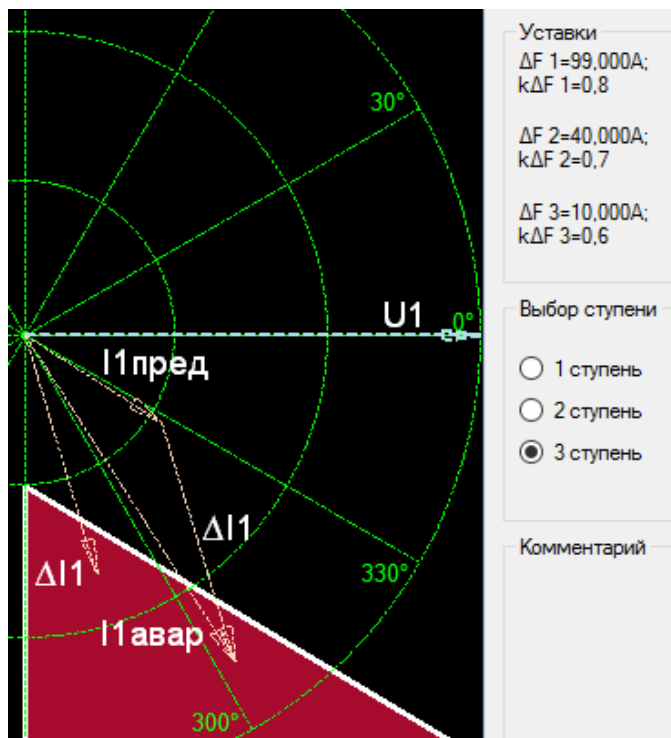


Рис. 3. Поясняющий рисунок работы органа приращения реактивной составляющей тока прямой последовательности с торможением от активной составляющей

Модуль автоматически определяет переход от нормального режима (вектор $I_{1пред}$) работы к аварийному режиму для указанного оператором момента аварийного режима (вектор $I_{1авар}$), выбранного в любой момент записанной осциллограммы. Допускается ручной выбор момента предаварийного режима. Орган приращения реактивной составляющей тока прямой последовательности с торможением от активной составляющей срабатывает при попадании вектора приращения в зону срабатывания. Вектор приращения получается из разности векторов тока прямой последовательности аварийного и предаварийного режимов. Участок перехода от нормального к аварийному режиму, определяемый органом приращения, ограничивается на осциллограмме курсорами предаварийного и аварийного режимов (рис. 4). Выбор ступени защиты, метода определения перехода от нормального к аварийному режиму осуществляется с помощью панели, представленной на рис. 5. На этой же панели отображаются значения уставок рассматриваемого органа, действующее значение, активная и реактивная составляющие векторов нормального режима, аварийного режима и вектора приращения.

Условие срабатывания данного органа представлено формулой:

$$\text{Im}(I_1^{\text{авар}} - I_1^{\text{пред}}) \geq I_1^{\text{уст}} + \text{Re}(I_1^{\text{авар}} - I_1^{\text{пред}}) \cdot K_m,$$

где $I_1^{\text{авар}}$ – аварийное значение тока прямой последовательности; $I_1^{\text{пред}}$ – предаварийное значение тока прямой последовательности; $I_1^{\text{уст}}$ – значение уставки; K_m – коэффициент торможения.

Сложность корректной визуализации работы органа приращения реактивной составляющей тока прямой последовательности с торможением от активной составляющей с точным соответствием записанной осциллограмме в каждый момент времени состоит в необходимости учета не только текущего замера, но и замера, отмеченного как предшествующий переходу к аварийному режиму.

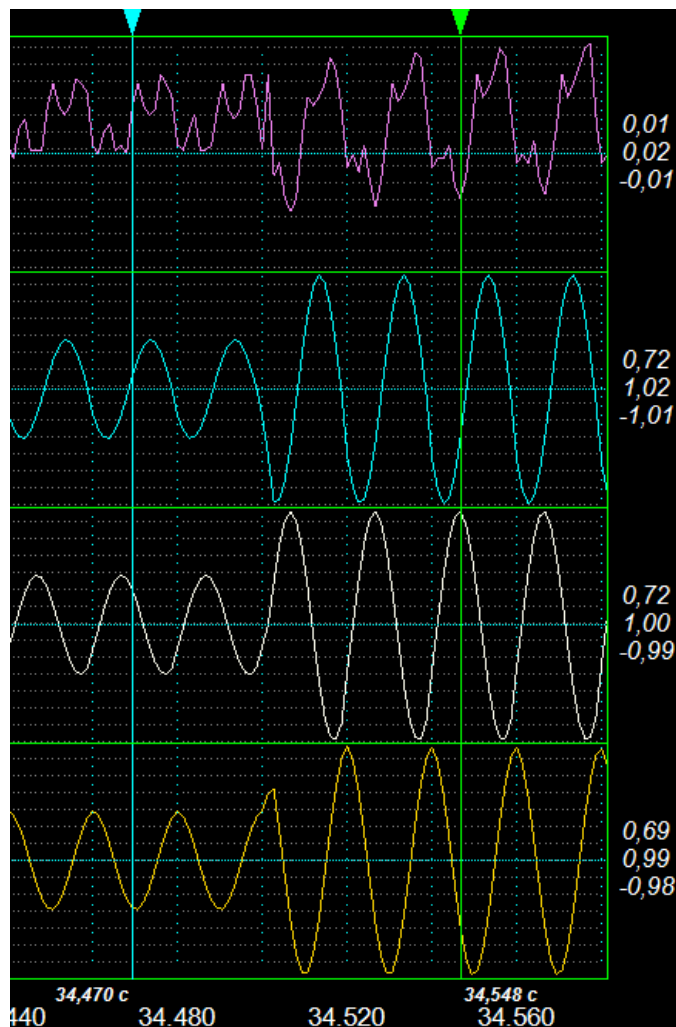


Рис. 4. Курсоры предаварийного (голубой) и аварийного (зеленый) режимов в программе просмотра осциллограмм

Можно сказать, что модуль визуализации работы измерительных органов, как и измерительный орган в составе устройства, реализует адаптивный алгоритм. При этом возможности программного обеспечения модуля визуализации гораздо шире по сравнению с устройством, которое в момент записи осциллограммы использовало конкретные введенные уставки. Программное обеспечение модуля визуализации позволяет для уже записанной осциллограммы, изменяя уставки, подбирать оптимальные уставки таким образом, чтобы при рассмотрении аварийных режимов функционирование измерительного органа было максимально стабильным.

Данная работа по созданию модуля визуализации работы измерительных органов продолжается в разрезе с созданием эффективных способов отображения функционирования адаптивных измерительных органов, находившихся в разработке в рамках прикладной научно-исследовательской работы, упомянутой выше. Кроме того, в настоящее время ведется расширение возможностей в части использования данных регистратора не только аппаратно-программного комплекса резервной релейной защиты, но и результатов моделирования переходных процессов электроэнергетических сетей в современных компьютерных средах моделирования, а также осциллограмм аварийных событий, записанных внешними устройствами регистраторов аварийных событий в общий формат обмена данными переходного процесса. Это позволит использовать описываемое программное обеспечение для анализа и принятия решений по возможности и эффективности применения защит дальнего и ближнего резервирования с адаптивными измерительными органами

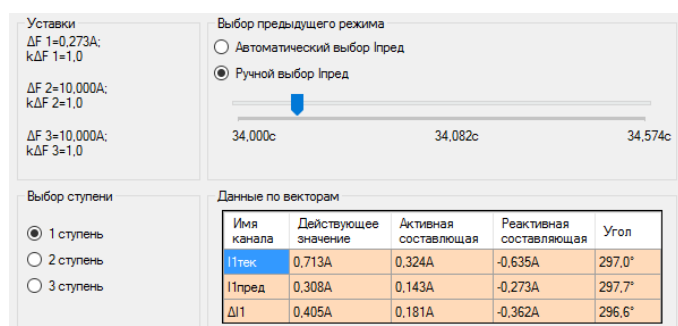


Рис. 5. Панель для работы с органом приращения реактивной составляющей тока прямой последовательности с торможением

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Применение программы просмотра осциллограмм с модулем визуализации работы измерительных органов позволит более качественно производить анализ аварийных процессов и более эффективно осуществлять подбор уставок. Особенно данный продукт полезен для анализа работы органов приращения, используемых в блокировках при качаниях и в защитах дальнего резервирования, где в связи со сложностью проходящих процессов и существованием нагрузочного режима

представление измерений и их соотнесение с характеристиками срабатывания измерительных органов представляет серьезную проблему. Программа позволяет осуществлять поиск по осциллограмме параметров аварийного и предаварийного режимов для органа приращения реактивной составляющей тока прямой последовательности с торможением от активной составляющей ручным и автоматическим способами. Конечными пользователями данного программного обеспечения будут специалисты служб релейной защиты и автоматики интеллектуальных электрических сетей 6–220 кВ.

Список литературы

- [1] Программа для просмотра и анализа осциллограмм FastView: [официальный сайт]. URL: http://www.mtrele.ru/pro/dlya_raboty_s_bmrz100/programma_dlya_prosmotra_i_analiza_oscillogramm_fastview/
- [2] Программа АРМ-релейщика (комплекс программ ЕКРАСМ-SP). Руководство оператора [Электронный ресурс]. URL: http://soft.ekra.ru/smssp/downloads/documents/N2.1%20ARM/data/Programma%20ARM-releishhika_Rukovodstvo%20operatora1.pdf (дата обращения 06.05.2016).
- [3] Комплексы программно-технические «АУРА-07»: Руководство оператора [Электронный ресурс]. URL: http://aura-e.ru/files/Aura_OperatorManual.pdf (дата обращения 06.05.2016).
- [4] Нагай В.И. Релейная защита ответственных подстанций электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
- [5] Нагай В.И., Нагай И.В., Украинцев А.В., Киреев П.С., Сарры С.В. Коррекция сигналов резервных защит при наличии переходного сопротивления электрической дуги // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. 2013.
- [6] Нагай В.И., Нагай В.В., Нагай И.В. Адаптивные измерительные органы аварийных составляющих резервных защит электрических распределительных сетей // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сб. докл. междунар. науч.-техн. конф., г. Москва, 7–10 сентября 2009 г. – М.: Науч.-инж. инф. агентство, 2009. С. 134–140.
- [7] Нагай В.И., Маруда И.Ф., Нагай В.В. Резервирование релейной защиты и коммутационных аппаратов электрических распределительных сетей. Ростов-на-Дону: Изд-во журнала «Известия вузов. Северо-Кавказский регион», 2009. 316 с.

Аппаратные решения терминалов релейной защиты на базе стандартизированных элементов промышленной электроники

А.И. Козлов
ОАО «НИПОМ»
Нижний Новгород, Россия
al.kozlov@nipom.ru

Существуют различные подходы к реализации релейных защит. Различают защиты с жесткой аппаратной логикой, гибкой логикой, микропроцессорные защиты. Традиционно считается, что чем меньше элементов содержит релейная защита, тем она надежнее, поэтому и для ее проектирования нужны специальные методы и компоненты. Отчасти это справедливо, если рассматривать релейную защиту как специализированную выделенную подсистему, не связанную с другими технологическими подсистемами электроэнергетических объектов. С развитием стандарта МЭК 61850, с одной стороны, и широким спектром предлагаемых стандартизированных компонентов для реализации АСУ ТП в электроэнергетике – с другой, предлагается рассматривать релейную защиту как одну из взаимосвязанных подсистем цифровой подстанции. При таком рассмотрении с учетом высокой надежности компонентной базы АСУ ТП автор считает возможным реализацию релейной защиты на универсальной компонентной базе АСУ ТП.

Автором предлагается реализованная архитектура микропроцессорного терминала релейной защиты высоковольтных линий 110–220 кВ, спроектированного по модульному принципу на стандартизированных компонентах для промышленной автоматизации, выпускаемых множеством производителей. Рассматриваемый терминал РЗА использует новые алгоритмы цифровых измерительных органов релейной защиты, обладающие улучшенными точностными характеристиками и устойчивостью к изменению частоты и наличию аperiodической составляющей, соответствует стандарту МЭК 61850, а его архитектура позволяет полностью отделить алгоритмическую обработку и логику от аппаратной части. Такой подход обеспечивает сокращенное время производства изделия на любой компонентной базе под управлением любой из широко применяемых операционных систем без потери надежности при меньшей стоимости.

Отдельно автор обращает внимание на вариант исполнения терминала РЗА, выполненный в рамках импортозамещения на отечественной аппаратно-программной платформе «Эльбрус» (центральный процессор, контроллер периферийных интерфейсов, BIOS, операционная система, сертифицированная Гостехкомиссией РФ) и удовлетворяющий требованиям по информационной безопасности (кибербезопасности) в электроэнергетической отрасли РФ.

Ключевые слова: релейная защита, импортозамещение, кибербезопасность, надежность электроснабжения, АСУ ТП, цифровая подстанция, МЭК 61850.

Identification of statistical properties of random errors accompanying steady-state synchronized current and voltage phasor measurements

A.I. Kozlov
NIPOM JSC
Nizhny Novgorod, Russia
al.kozlov@nipom

There are different approaches to the implementation of protection relays. Distinguished protection with a rigid hardware logic, flexible logic and microprocessor-based protection. Traditionally believed that less number of elements of protection relay leads to structure that is more reliable, therefore, it requires special design techniques and components. This is partly true, if we consider protection relay as a specialized selection of subsystems, which are not associated with other technological subsystems of electric power facilities. With the development of the IEC 61850 standard on the one hand and a wide range of standardized components for the implementation of PCS in the power sector on the other, it is proposed to consider relay protection as one of the interconnected subsystems of the digital substation. Taking into account high reliability of current PCS component base author propose to implement protection relay on the component basis of universal control systems.

Author propose a microprocessor architecture of protection relay for high-voltage lines 110-220 kV, designed in a modular structure on standardized components for industrial automation, produced by a variety of manufacturers. Described protection relay uses new algorithms for digital measurement with improved accuracy characteristics, resistance to frequency changes and the presence of DC component. Such device fully corresponds to IEC 61850 and its architecture allows complete separation of logic and algorithmic processing from hardware. This approach provides a reduced time of protection relay producing based on any element base and under control of any of the widely used operating systems without loss of reliability at a lower cost.

Separately, author pay attention to the embodiment of protection relay made in the framework of import substitution with domestic software and hardware platform (CPU, controllers of peripheral interfaces, BIOS, operating system, certified by the State Technical Commission of the Russian Federation) and meets the requirements for information security (cyber security) in the electric power industry of the Russian Federation.

Keywords: relay protection, import substitution, cyber security, reliability of power supply, automation systems, digital substation, IEC 61850.

I. ВВЕДЕНИЕ

Мировая электроэнергетика развивается по пути интеллектуализации, объединяемой широким понятием Smart Grid. Не смотря на то, что это понятие не имеет устоявшегося определения, оно все чаще встречается в нормативных документах, употребляется специалистами в электроэнергетике, а элементы Smart Grid начинают внедряться и в национальной единой энергосистеме, что подтверждается принятой в 2012 г. ПАО «ФСК ЕЭС» Концепцией интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС).

Следуя мировым тенденциям, за последние пятнадцать лет в отечественной электроэнергетике отмечается устойчивый рост применения специализированного микропроцессорного оборудования и программного обеспечения различного назначения, началось фактическое использование стандарта МЭК 61850, в том числе и для решения задач релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Существуют различные подходы к реализации релейных защит. Различают защиты с жесткой аппаратной логикой, гибкой логикой и выполненные на микропроцессорной базе.

II. АНАЛИЗ ИСПОЛНЕНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ

Микропроцессорные релейные защиты представляют собой специализированные цифровые автоматы, предназначенные для реализации заданного набора функций (рис. 1).



Рис. 1. Классическая схема цифрового автомата, реализующего функции микропроцессорной РЗА

Первые микропроцессорные защиты практически повторяли по функциям электромеханические и статические реле и имели преимущественно жесткую, не расширяемую логику функционирования. Специализация функций защиты, минимально достаточный

набор выполняемых операций, использование высоконадежных вычислительных компонентов в совокупности обеспечивали высокую надежность цифровых реле.

Выбор собственных алгоритмов реализации отдельных функций релейной защиты, технического исполнения компонентов и блоков, входящих в её состав, элементов вычислительной техники и др. определил развертывание специализированных производств микропроцессорных устройств релейной защиты. Отсутствие глубокой стандартизации в момент разработки первых устройств микропроцессорной РЗА привело к проблемам несовместимости защит отдельных производителей, невозможности взаимозаменяемости отдельных блоков и узлов и др. Эксплуатирующим организациям до сих пор приходится иметь для защит определенного производителя специально обученный персонал, ремонтный фонд и ЗИП, набор проверочных специализированных программ, приборов и др.

С другой стороны, производители микропроцессорной релейной защиты часто сталкиваются с такими проблемами, как:

- требование процедур усиленного входного контроля качества вычислительных компонентов из-за брака и контрафактной продукции [1];
- требование постоянного контроля на всем этапе изготовления печатных плат терминалов РЗА;
- организация производства требует существенных площадей, энергозатрат, привлечения квалифицированной рабочей силы, что увеличивает себестоимость изделия;
- периодическая смена элементной базы приводит к вынужденному перепроектированию печатных плат с последующей отладкой, сертификацией, что увеличивает сроки обновления продуктовых линеек и создает проблему одновременной поддержки разных версий схемотехнических решений у заказчиков и производителей.

Специфика исполнения терминалов цифровой релейной защиты определила две характерные особенности реализации текущих задач.

- Во-первых, следует отметить реализацию стандарта МЭК 61850 в выпускаемых сегодня релейных защитах, что отчасти объясняет несовместимость релейных защит различных производителей при декларировании соответствия стандарту МЭК 61850. Поскольку она была вынужденной мерой в ответ на требования электроэнергетической отрасли, ее техническая реализация на существующей аппаратной базе привела к тому, что требования стандарта выполняются либо частично, либо допускаются вольные трактовки отдельных частей стандарта. По мнению автора доклада, это

вызвано тем, что загрузка центральных процессоров микропроцессорных защит выполнением различных сервисных задач зачастую достигает 80 – 90 %, другими словами, производители сталкиваются с зависимостью от ранее разработанного программного кода и аппаратными ограничениями, решение которых требует существенных временных и капитальных вложений.

- Во-вторых, трудности в переходе на отечественную элементную базу по программе импортозамещения. Ограниченность выбора средств вычислительной техники российского производства, особенности структурного исполнения терминалов релейной защиты, зависимость от разработанного специального программного обеспечения, необходимость кардинального изменения производства и другие проблемы не позволяют российским производителям цифровой релейной защиты оперативно решить задачи импортозамещения.

III. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ

Среди наиболее отчётливо выделенных перспективных направлений развития современной микропроцессорной релейной защиты следует выделить:

- переход на новую элементную базу производства защит с учетом импортозамещения;
- кибербезопасность релейной защиты с учетом реализации стандарта МЭК 61850;
- совершенствование программного обеспечения терминалов цифровой релейной защиты, направленное на обеспечение взаимодействия с оборудованием цифровой подстанции, а также удобство и расширяемость средств защиты.

Развитие компонентной базы АСУ ТП привело к снижению её стоимости. Выпускаемые сегодня промышленные компьютеры и контроллеры ориентированы на работу в самых различных условиях эксплуатации и доказали свою высокую надежность. Оснащение компонентной базы АСУ ТП выпускаемыми серийно микропроцессорами различной вычислительной мощности и способности параллельного выполнения вычислений практически не ограничивает разработчиков в выборе платформы для синтеза цифрового автомата релейной защиты на стандартно выпускаемых промышленностью компонентах АСУ ТП.

Важно, что построение релейной защиты на стандартных компонентах АСУ ТП позволяет:

- существенно сократить производственные площади, затраты на производство, энергоёмкость и др.;
- повысить надежность устройств защиты за счет использования надежного компонентного базиса промышленной автоматизации, обеспеченного усиленным контролем ведущих производителей вычислительной техники;
- обеспечить масштабируемость и широкое развитие программно-аппаратного обеспечения за счёт совместимости средств АСУ ТП различных

производителей, а также кроссплатформенности программного обеспечения;

- привлечь новых производителей устройств защиты, поскольку для организации производства необходимо немного капиталовложений,

и ряд других возможностей.

С учетом импортозамещения автору видится перспективным применение вычислительной платформы на базе процессоров «Эльбрус» российских разработчиков ИТМиВТ, ИНЭУМ им. Брука и ЗАО «МЦСТ», выпускающих средства автоматизации для оборонно-промышленного комплекса и космической отрасли. Технические решения, выполненные на базе аппаратно-программной платформы «Эльбрус», эксплуатируются в жестких с точки зрения температуры окружающей среды, влажности, ЭМС и помех различного характера, механических, химических воздействий, вибраций условиях и демонстрируют высокую надежность. Например, за основу создания терминала РЗА на ОАО «НИПОМ» в качестве промышленного компьютера выбран высокопроизводительный вычислительный модуль MB3S/C-K на базе системы на кристалле с архитектурой «Эльбрус-2C+» и кондуктивным отводом тепла (рис. 2). Модуль MB3S/C-K относится к аппаратуре общего применения вида 1, работающей в режиме непрерывного длительного применения, невосстанавливаемой в процессе эксплуатации и необслуживаемой в соответствии с ГОСТ РВ 20.39.303-98.



Рис. 2. Вычислительный модуль MB3S/C-K

Выпускаемая серийно отечественными производителями компонентная база на процессорах «Эльбрус» обширна, а операционная система реального времени «Эльбрус» сертифицирована Гостехкомиссией РФ на отсутствие недокументированных возможностей.

С точки зрения кибербезопасности, по мнению автора, терминал цифровой релейной защиты должен использовать отечественную доверительную платформу, ключевые компоненты которой:

- операционная система,
- процессор,
- контроллер периферийных интерфейсов,
- базовая система ввода-вывода (BIOS),

разработаны в России силами отечественных специалистов и имеют полную конструкторскую документацию.

Кроме платформы «Эльбрус», при разработке терминала релейной защиты были выбраны и другие производители вычислительной техники для обеспечения предпочтений и финансовых возможностей заказчика (таблица).

ВАРИАНТЫ АППАРАТУРНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ТЕРМИНАЛОВ РЗА

	Бюджетный	Базовый	Кибербезопасный
SIEMENS		*	
AD-LINK	*	*	
ADVANTIX	*	*	
МЦСТ («Эльбрус»)	*	*	*

При этом функционал терминалов никак не связан с производителем компонентной базы и обеспечивается для всех вариантов производимой защиты. Возможна реализация бюджетного варианта цифровой защиты, например для необслуживаемой цифровой подстанции, когда часть терминалов обеспечивается централизованным управлением и настройкой, поэтому выполняется без экрана и системы местного ввода-вывода информации. Аппаратно терминал выполнен в виде кассеты блочной конструкции с задним присоединением внешних проводов и оборудован системой тестового контроля, служащей для проверки работоспособности основных узлов и блоков [2]. В корпусе расположены платы ТС/ТУ (телесигнализации, телеуправления), плата ТИ (телеизмерений), кросс-плата, блок питания и компьютер в промышленном исполнении. Платы ТИ, ТС/ТУ выполнены универсальными с расчётом на использование с любыми промышленными компьютерами и платами I/O. Платы I/O разных производителей имеют разные конструктивные разьёмы. Для согласования кабельной части универсальных плат ТИ, ТС/ТУ с платами I/O разработана кроссплата. Каждая плата ТС/ТУ содержит 11 каналов ТС и 10 каналов ТУ (рис. 3). Таким образом, в одном корпусе можно выполнить до 66 каналов ТС и до 60 каналов ТУ. При необходимости исполнения вариантов терминалов с большим количеством каналов существует возможность их удвоения.

Одним из важнейших элементов цифровых релейных защит является программное обеспечение, как непосредственно ядра самого терминала, так и средства его конфигурирования, управления, контроля состояния и проверки работоспособности. Эволюционируя вместе с усложнением аппаратной части, которое, как уже отмечалось выше, было связано с выбором технического исполнения собственных алгоритмов реализации отдельных функций защиты различными производителями и отсутствием стандартизации, оно унаследовало ряд проблем. Зачастую для разных модификаций терминалов даже одного производителя приходилось использовать разные программы, для подключения к терминалам с персонального компьютера или ноутбука – разные драйверы, причем подключение к терминалу было возможно только через локальный последовательный низкоскоростной интерфейс (RS-232). С появлением поддержки МЭК 61850 появились утилиты конфигурации

протоколов этого стандарта, различные программы-конвертеры файлов одних форматов в другие и т.д.

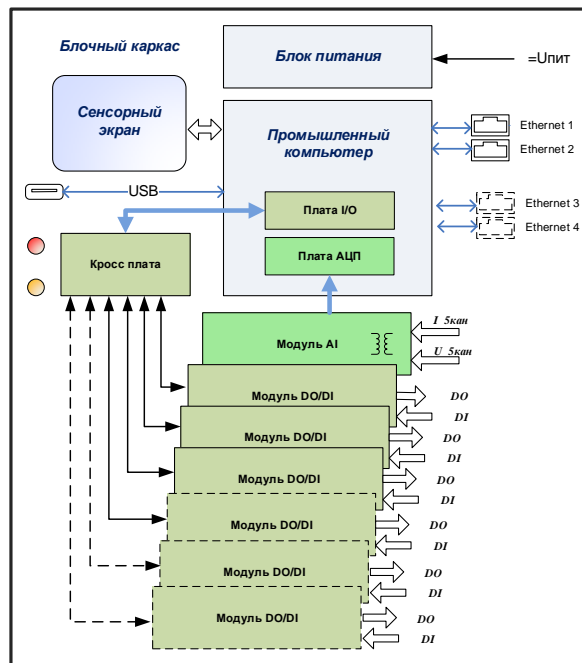


Рис. 3. Структурная схема терминала РЗА

Это многообразие программного обеспечения со своими особенностями работы существенно усложняло выполнение повседневных обязанностей оперативным персоналом объектов электроэнергетики и специалистов по релейной защите. А если на объекте установлены цифровые защиты разных производителей, то количество сервисного программного обеспечения, необходимого для работы, увеличивалось вдвое. В конечном счете вероятность совершения ошибки в настройках релейной защиты при работе с таким многообразием программ со стороны персонала возрастала, а цена этой ошибки могла быть высокой.

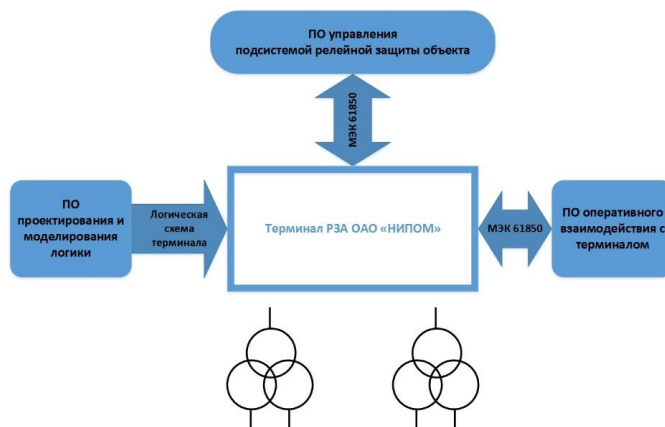


Рис. 4. Структурная схема программного обеспечения терминалов РЗА

Реализация концепции цифровой подстанции, как единицы технологического управления в интеллектуальной электрической сети, заставила пересмотреть архитектуру специализированного ПО для релейной защиты с учетом перспективы, связав её в логическую цепочку «производство – проектирование – эксплуатация». Например, при использовании релейных

защит программное обеспечение соответствует стандарту МЭК 61850 1-й редакции и по функциональному назначению разделено на три уровня (рис. 4):

- уровень управления подсистемой релейной защиты объекта (цифровой подстанции);
- уровень проектирования и моделирования логики отдельного терминала защиты объекта;
- уровень оперативного взаимодействия с терминалом защиты и контроля состояния терминалов защиты объекта.

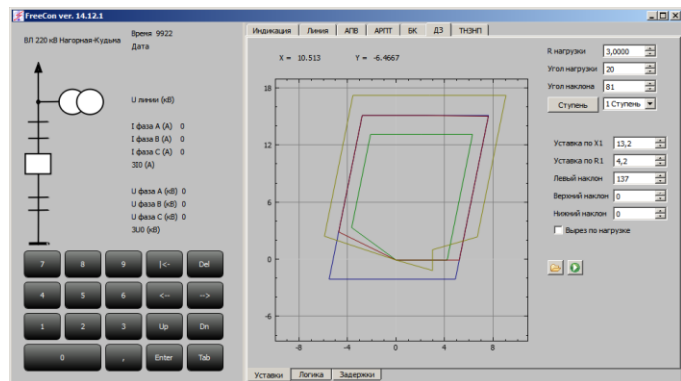


Рис. 5. Внешний вид экрана ПО оперативного взаимодействия с терминалом

По мнению автора доклада, такое разделение функций между программным обеспечением наиболее точно отражает, для каких категорий персонала оно предназначено, но в то же время позволяет им совместно оперировать в терминах единой семантической модели предметной области РЗА и стандарта МЭК 61850. Из особенностей ПО управления подсистемой релейной защиты объекта (цифровой подстанции) можно отметить возможность сопровождения всего жизненного цикла

релейной защиты объекта в рамках единого проекта и частичную поддержку терминалов РЗА сторонних производителей (из-за ограничений конкретной реализации МЭК 61850 этими производителями). ПО оперативного взаимодействия с терминалом защиты (рис. 5) эмулирует привычные для цифровых защит предыдущего поколения физические органы управления и сигнализации и может быть запущено как локально на терминале, так и удаленно на компьютере технологического персонала, подключенном к вычислительной сети терминалов РЗА объекта.

IV. Выводы

1. Для оперативного решения перспективных задач импортозамещения и кибербезопасности при аппаратной реализации современных терминалов релейной защиты целесообразно применение стандартных компонентов АСУ ТП отечественного производства, выполненных на базе процессоров «Эльбрус».

2. Проектирование и исполнение программного обеспечения терминалов, разделение функций между его составными частями должно быть ориентировано на определенные категории обслуживающего персонала и оперировать в терминах единой семантической модели релейной защиты и стандарта МЭК 61850. Примером такого исполнения может выступать программное обеспечение терминалов РЗА ОАО «НИПОМ».

Список литературы

- [1] Щавелев В.С. Безупречность не всегда гарантирует работу изделий // Энергетика и промышленность России. – 2014. – С. 13.
- [2] Конструкторская документация на терминал РЗА, ОАО «НИПОМ».

Разработка основных решений по построению систем РЗ в распределительных сетях постоянного тока

А.А. Колесников

ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексева»
Нижегород, Россия
anton8094@mail.ru

Характерное для последнего десятилетия развитие в РФ альтернативной энергетики (ветряные, солнечные электростанции) формирует актуальность задачи синхронизации и обеспечения параллельной работы распределительных электрических сетей. Прогресс силовой электроники позволяет решить эту задачу путем внедрения электропередач постоянного тока в существующую сеть 6–35 кВ. В настоящее время не существует нормативных документов или специальных технических указаний, определяющих правила выполнения защит для таких сетей. В ходе работы рассмотрены схемы сетевых районов различной конфигурации. Для исследования переходных процессов в аварийных режимах сети в работе использованы методы теории электрических цепей. При выполнении экспериментальной части применено математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования использовано программное обеспечение MATLAB Simulink. В исследовании учтен опыт проектирования и эксплуатации контактной сети постоянного тока электрифицированных железных дорог и передач постоянного тока высокого напряжения. Произведена оценка основных требований к релейной защите электропередач постоянного тока 6–35 кВ. Даны рекомендации по типам защит для рассматриваемых сетей. Разработанные общие технические решения по построению систем РЗ электропередач постоянного тока на примере схем сетевых районов различной конфигурации позволяют оценить возможность применения сетей постоянного тока в задаче интеграции альтернативных источников энергии в существующую сеть.

Ключевые слова: распределительные электрические сети 6–35 кВ, электропередачи постоянного тока, требования к РЗ.

Development of main solutions for construction of systems of relay protection in distribution networks DC

A. Kolesnikov

Nizhny Novgorod State Technical University, Nizhny Novgorod
Russian Federation
anton8094@mail.ru

The last decade development in the Russian Federation alternative energy (wind, solar power plant), forms the urgency of the task synchronization and ensuring parallel work of electric distribution networks. Progress in power electronics allows to solve this problem by introducing direct-current transmission into an existing network 6–35 kV. Currently there are no normative documents or special technical instructions that define the rules of implementation of protection for such networks. The article considers the scheme of the network areas of different configurations. For the study of transient processes in emergency modes of the network, the used methods of the theory of electrical circuits. When performing the experimental part of applied mathematical modeling. As a modeling tool using the software MatLab Simulink. The study took into account the experience in the design and operation of the contact network of direct current electrified Railways and DC transmission high voltage. An assessment is made of the basic requirements of relay protection equipment of the DC transmission lines 6–35 kV. Recommendations on the types of protection for the considered networks. Developed technical solutions for developing relay protection systems of DC transmission lines on the example of network schemes for areas of different configurations allow you to evaluate the possibility of using DC in the matter of integrating alternative energy sources into the existing network.

Keywords: distribution electrical network 6–35 kV, DC transmission, the requirements for relay protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

Линии электропередачи (ЛЭП) постоянного тока все чаще проектируются за рубежом и перспективны для внедрения в нашей стране. Как правило, применяются дальние электропередачи сверхвысокого напряжения, в то время как ЛЭП среднего напряжения, а тем более, распределительные сети постоянного тока (РСПТ) в целом, практически не рассматриваются.

РСПТ могут быть успешно реализованы для решения следующих задач:

- объединение систем с использованием возобновляемых источников электроэнергии, обладающих большой неравномерностью генерации;
- создание связей энергосистем, разделённых водными преградами;

- синхронизация и обеспечение параллельной работы распределительных электрических сетей;
- объединение энергосистем с разными стандартами частоты, законами регулирования и управления;
- построение сетей населенных пунктов, где велика стоимость землеотвода под зоны отчуждения;
- применение в сетях промышленных предприятий, где, с учетом характера нагрузки, экономически выгодно применять сеть постоянного тока;
- передача электрической электроэнергии с высокими требованиями по надежности.

Целью статьи является формулировка основных требований к релейной защите (РЗ) РСПТ, а также разработка рекомендаций по типам защит рассматриваемых сетей. Для ее достижения поставлены следующие основные задачи:

- анализ проблем построения РЗ РСПТ;
- оценка основных требований к РЗ РСПТ;
- разработка принципов построения РЗ РСПТ;
- разработка общих рекомендаций по типам РЗ РСПТ.

В исследовании учтен опыт проектирования и эксплуатации контактной сети постоянного тока электрифицированных железных дорог и передач постоянного тока высокого напряжения.

II. ХАРАКТЕРИСТИКА РСПТ

Схема передачи, используемой в РСПТ (рис. 1), имеет следующие особенности:

- для увеличения надежности электропередачи принимаем ее биполярной;

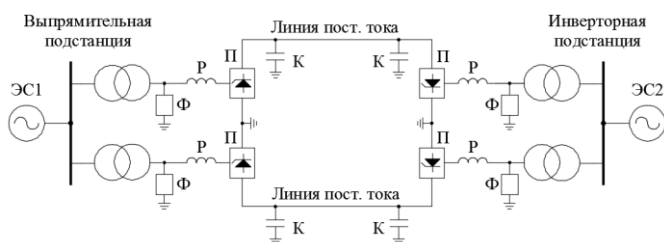


Рис. 1. Схема передачи постоянного тока для РСПТ

- в качестве схемы выпрямления применяем трехфазную шестипульсную схему мостового преобразователя Ларионова;
- РСПТ подключаются к питающей сети через двухобмоточные трансформаторы 35 (110,220) / 6 (10) кВ, 35(110) / 3,3 кВ (рис. 1);
- напряжение передачи постоянного тока U_d зависит от напряжения обмоток НН трансформаторов [1]:

$$U_d = 2,34 \cdot U_2 = \frac{2,34 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3}} = 1,35 \cdot U_{ном}, \quad (1)$$

где U_2 – фазное напряжение вентильной обмотки силового трансформатора; $U_{ном}$ – номинальное линейное

напряжение вентильной обмотки силового трансформатора;

- в качестве элементной базы преобразователей принимаются IGBT-транзисторы;
- увеличение мощности, напряжения и надежности передачи достигаем путем последовательного включения вентильных мостов на подстанции;
- для промежуточного отбора мощности от передач постоянного тока (ППТ) в точке отбора сооружается преобразовательная подстанция [2], которая может быть включена в линию последовательно или параллельно (рис. 2).

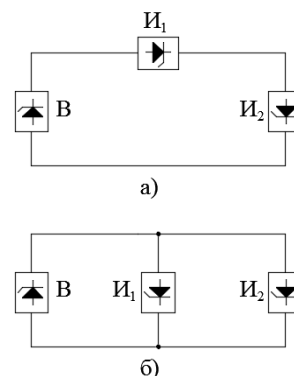


Рис. 2. Схемы отбора мощности от ППТ: а – последовательный отбор мощности; б – параллельный отбор мощности

Зависимость напряжения передачи постоянного тока от напряжения обмоток НН трансформаторов показана в таблице.

НАПЯЖЕНИЕ ПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

№ п/п	Напряжения обмоток НН трансформаторов, кВ	Напряжение передачи постоянного тока, кВ
1	3,3	±4,5
2	6	±8,1
3	10	±13,5
4	35	±47,3

Недостатком схемы последовательного отбора мощности является зависимость работы всех подстанций друг от друга. Промежуточные подстанции должны быть оборудованы шунтирующими аппаратами, которые автоматически включаются при аварии на данной подстанции.

Параллельное включение промежуточных подстанций позволяет осуществить независимое регулирование мощности на всех подстанциях и изменять ее направление, т.е. переходить на любой из подстанций из режима выпрямителя в режим инвертирования, и наоборот.

Недостаток схемы ППТ с параллельным отбором мощности состоит в необходимости использования выключателей постоянного тока для отключения поврежденных участков. Выключатели могут быть заменены разъединителями с дистанционным приводом, но в этом случае необходимо сначала обесточить всю передачу, а затем в бестоковую паузу отключить

поврежденный участок передачи и снова ее включить. Обесточивание передачи может быть осуществлено снятием управляющих импульсов с преобразователей, работающих выпрямителем (закрытием вентилей).

III. ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ РАЗНОГО ТИПА НА СООТВЕТСТВИЕ ОСНОВНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ

К основным аварийным режимам ППТ относятся:

- короткое замыкание (КЗ) на линии;
- повышение напряжения на линии вследствие обрыва проводов либо включения передачи на неподготовленный инвертор;
- понижение напряжения при наличии тока в линии по причине нарушения работы инвертора.

При возникновении КЗ прерывание постоянного тока, в отличие от переменного, представляет принципиальную техническую проблему. Постоянный ток не имеет естественного нулевого значения, дающего возможность прервать поток мощности без возникновения дуги. Для прерывания токов КЗ можно использовать специальные высоковольтные быстродействующие выключатели (БВ) постоянного тока. При этом энергия, вызванная КЗ, должна быть рассеяна самим выключателем, что делает его более сложным устройством по сравнению с выключателем переменного тока. Для сетей постоянного тока электрифицированных железных дорог применяются БВ с полным временем отключения от 0,025 до 0,08 с.

Любая защита должна удовлетворять требованиям селективности, быстродействия, чувствительности и надежности функционирования.

По сравнению с защитой распределительных сетей переменного тока, релейная защита РСПТ с точки зрения обеспечения требований имеет ряд особенностей.

A. Быстродействие

Защита сети постоянного тока требует разработки новых систем обнаружения КЗ, которые должны действовать во много раз быстрее, чем это требуется для систем переменного тока. Это связано с малой инерцией системы постоянного тока, вызывающей быстрое распространение по сети последствий короткого замыкания. Кроме того, преобразователи постоянного тока высокого напряжения должны очень быстро защищать себя от токов КЗ.

В вычислительной среде MATLAB Simulink была создана модель передачи постоянного тока с напряжением вторичных обмоток трансформаторов 10 кВ (рис. 1). Модель включает в себя линию, преобразователи (П), конденсаторы (К), реакторы (Р) и фильтры (Ф). Энергосистема ЭС1 моделируется упрощенной схемой замещения. Энергосистема ЭС2 моделируется нагрузкой.

На осциллограмме, характеризующей короткое замыкание в конце линии постоянного тока (рис. 3), видно стремительное нарастание тока КЗ, что подтверждает преимущественность требования быстродействия к РЗ ППТ.

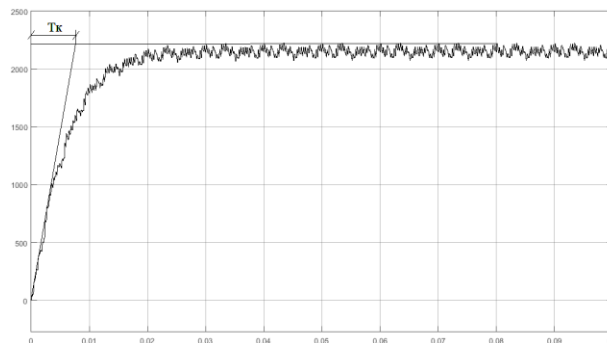


Рис. 3. Кривая изменения тока при КЗ в конце линии, смоделированная в среде MATLAB Simulink

Кривая изменения тока КЗ во времени описывается выражением:

$$I_k = I_{к.у} (1 - e^{-t/T_k}), \quad (2)$$

где $I_{к.у}$ — установившееся значение тока КЗ; T_k — постоянная времени цепи КЗ (см. рис. 3).

B. Селективность

Для обеспечения достаточной селективности защит РСПТ существуют следующие решения:

- применение защит с абсолютной селективностью;
- мгновенное отключение выключателей на питающих подстанциях при появлении в сети КЗ и последующее избирательное восстановление сети на участках, не связанных с точкой КЗ;
- применение токовых защит (токовых отсечек) на БВ с промежуточными пунктами — аналогами пунктов секционирования контактной сети железной дороги.

C. Надежность

Для увеличения надежности действия защиты рекомендуется совместное применение преобразователей, блокирующих КЗ, с выключателями постоянного тока.

D. Чувствительность

РЗ должна обладать достаточной чувствительностью при возникновении КЗ в пределах зоны ее действия.

IV. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Основные типы защит контактной сети постоянного тока электрифицированных железных дорог рассмотрены в [3, 4]. Среди них выделяются:

1. Токовая (токовая отсечка).

Является основной защитой. Для обеспечения условия селективности применяются посты секционирования с БВ.

Преимущества: простота, надежность.

Недостатки: необходимость применения БВ на постах секционирования для обеспечения селективности, недостаточная чувствительность к малым токам КЗ.

2. Минимального напряжения.

Применяется в качестве резервной или дополнительной защиты.

Реагирует на снижение напряжения в сети. Различают вольтметровую блокировку, потенциальную защиту и защиту с телеблокировкой в зависимости от места установки датчика напряжения и линии связи.

Преимущества: высокие чувствительность и быстродействие, не реагирует на рабочие нагрузки, возможность работы с малыми токами КЗ.

Недостатки: не может быть основной защитой в связи с необходимостью контроля тока, наличие линий связи для вольтметровой блокировки и защиты с телеблокировкой.

3. Реагирующая на скорость нарастания тока dI/dt .

Преимущества: защита отличает рабочий режим от аварийного, возможность работы с малыми токами КЗ.

Недостатки: мало используется из-за частых бросков тока в контактной сети.

4. Максимальная импульсная защита.

Реагирует на приращение (бросок) тока ΔI .

Имеет те же преимущества и недостатки, что и защита, реагирующая на скорость нарастания тока, и при этом более надежна, но обладает хорошей чувствительностью лишь в ближней зоне.

5. Дистанционная (защита по сопротивлению).

Широкого применения данная защита не нашла.

Основные типы защит линий, реализованных ведущими зарубежными производителями оборудования для передач постоянного тока (ABB, Siemens, Alstom), условно можно разделить на следующие группы [5, 6]:

1. Волновая защита линии.

Является основной защитой без выдержки времени. Различными производителями применяются разные алгоритмы данной защиты.

Преимущества: высокое быстродействие, селективность.

Недостатки: сложность исполнения, наладки, наличие линий связи.

2. Защиты, реагирующие на скорость снижения напряжения с контролем по току.

Преимущества: более простая, чем волновая защита.

Недостатки: меньшее быстродействие, чем у волновой защиты.

3. Дифференциальная защита линии. Является резервной защитой с выдержкой времени 500 мс.

Преимущества: надежность, селективность.

Недостатки: недостаточно высокое быстродействие для применения в качестве основной защиты, наличие линий связи.

4. Минимального напряжения.

Применяется в качестве дополнительной защиты.

5. Защита от скачков напряжения.

Применяется в качестве дополнительной защиты.

6. Защита от минимального тока.

Применяется в качестве защиты, работающей в случае неисправности инвертора.

V. ТИПЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, РЕКОМЕНДУЕМЫЕ К ПРИМЕНЕНИЮ В СЕТЯХ РСПТ

На подстанциях РСПТ рекомендуется к применению следующий комплект защит:

- основная защита без выдержки времени (защита, реагирующая на скорость снижения напряжения с контролем по току);
- резервная защита с выдержкой времени порядка 500 мс (дифференциальная защита линии);
- резервная (дополнительная) защита (защита минимального напряжения);
- защита от внешних неисправностей с действием на отключение или на сигнал (защита от минимального тока).

При недостаточной чувствительности или быстродействии основной защиты целесообразно применение волновой защиты. В случае возможности применения в сетях быстродействующих выключателей, необходимо рассмотреть вопрос о применении токовой защиты в качестве основной.

VI. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Релейная защита РСПТ имеет существующие отличия от применяемых устройств в распределительных сетях переменного тока, связанные, прежде всего, с повышенным быстродействием.

2. Предложены варианты реализации РЗ РСПТ на базе зарубежного опыта и защит контактной сети постоянного тока электрифицированных железных дорог.

3. Отмечена перспективность внедрения волновых защит для обеспечения одновременного быстродействия и чувствительности.

Список литературы

- [1] Борисов П.А., Томасов В.С. Расчет и моделирование выпрямителей: учеб. пособие. СПб.: Изд-во ИТМО, 2009. С. 13–14
- [2] Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. М.: Изд. дом МЭИ, 2007. С. 348–350.
- [3] Харисов В.Ф. Защита контактной сети постоянного тока от коротких замыканий. М.: Транспорт, 1987. С. 45–66.
- [4] Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. М.: Транспорт, 1982. С. 450–468.
- [5] Alstom. HVDC for beginners and beyond. Alstom, 2009. 59 с.
- [6] Капитула Ю.В. Исследование и разработка системы защиты кабельно-воздушной линии передачи постоянного тока: дис. ... канд. тех. наук. 2014. С. 19–24.

Разработка микропроцессорного прибора ОМП на основе методики определения места замыкания на землю по токам и напряжениям нулевой последовательности

А.В. Корытов
Филиал АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ
Улан-Удэ, Россия
kav1@bur.so-ups.ru

Основная доля приборов определения места повреждения (далее ОМП), устанавливаемых на воздушные линии электропередач (далее ВЛ), использует в своем алгоритме ОМП показания аварийного процесса только с одной стороны, т.е. со стороны, где они установлены. При одностороннем замере место короткого замыкания (далее КЗ), рассчитанное прибором, может значительно отличаться от действительного места КЗ. Для точного ОМП необходимо использовать данные аварийного процесса с обеих сторон ВЛ. На настоящий момент количество приборов ОМП, в алгоритмах которых в качестве исходных данных используются показания аварийного процесса с обеих сторон ВЛ, ничтожно мало, и данные приборы довольно-таки дорогостоящие. Поэтому необходимо создать прибор, который будет выполнять ОМП с достаточно высокой точностью и при этом с низкой себестоимостью. В качестве математической модели прибора ОМП была выбрана методика определения места замыкания на землю по токам и напряжениям нулевой последовательности в сетях разной конфигурации, предложенная ОРГРЭС. Методика была апробирована в филиале ОАО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ в качестве программы ОМП для диспетчера и показала положительные результаты. С целью обоснования состоятельности данного алгоритма в приборах ОМП за физическую модель были взяты два персональных компьютера, объединённых между собой сетевым кабелем для обмена информацией. Один компьютер выполняет роль ведущего, т.е., помимо регистрации параметров аварийного процесса со своей стороны, осуществляет прием данных с противоположной стороны (с ведомого компьютера) и производит расчет ОМП. На дисплее ведущего персонального компьютера отображается расчетная информация о месте КЗ, зафиксированные показания аварийного процесса с обеих сторон ВЛ, дата и время КЗ. Для разработки прибора ОМП использовалась методика определения места замыкания на землю по токам и напряжениям нулевой последовательности в сетях разной конфигурации, предложенная ОРГРЭС, язык программирования Python, два персональных компьютера. Место КЗ, определенное в физической модели, полностью соответствует расчету по математической модели. В результате удалось создать прибор ОМП с низкой себестоимостью и высокой точностью расчета точки КЗ. Предлагается реализовать математическую модель алгоритма ОМП в отдельном приборе ОМП, а также выполнить ее в виде дополнительной функции в терминалах микропроцессорных защит.

Ключевые слова: определение места повреждения, прибор ОМП, модель.

Development of fault location microprocessor device based on the method of determining the fault location on the ground by currents and zero phase-sequence voltage

Andrey Korytov
The Branch of Open Society «The System Operator of the Unified Power System» the Buryat Regional Dispatch Center
Ulan-Ude, Russia
kav1@bur.so-ups.ru

The major share of equipment determining fault location (hereinafter DFL), mounted on overhead power lines (hereinafter OL) uses emergency process readings in its DFL algorithm only from one side, ie, from where they are installed. When unilateral metering the place of short circuit (hereinafter SC) estimated by the device may significantly differ from the actual location of short circuit. For accurate DFL it is necessary to use the emergency process data from both sides of the OL. At present, the number of DFL devices in algorithms of which emergency process readings are used as initial data from both sides of the OLs is negligible and these devices are quite expensive. It is therefore necessary to create the device which will perform DFL with high accuracy and at the same time will have low cost. As a mathematical model of the DFL device there was used the method of determining the place of line-to-ground faults along the currents and voltages of zero-sequence in networks of different configurations, proposed by ORRPPN. The technique has been tested in "System Operator of Unified Power System" JSC branch, the Buryat Regional Dispatch Center as a DFL program for the controller and showed positive results. To substantiate the viability of this algorithm in DFL devices, two personal computers were taken as a physical model, interconnected with the cable to exchange information. One computer is leading, ie, in addition to registration of the parameters of emergency process from its side, receives data from the other side (the controlled computer) and calculates the DFL. The display of the leading personal computer shows the calculated information on the place of short circuit,

the recorded emergency process readings from both sides of the OL, date and short circuit time. To develop a DFL device there was used the method of determining the place of line-to-ground faults along the currents and voltages of zero-sequence in networks of different configurations, proposed by ORRPPN, using the Python programming language, two personal computers. The place of short circuit determined in the physical model is fully consistent with the calculation in the mathematical model. As a result, it was made possible to create a DFL device with low cost and high accuracy of calculation of a short-circuit point. I suggest to perform a special function in the terminals of microprocessor protection in addition to implementation of a mathematical model of DFL algorithm in a separate device of DFL.

Keywords: fault location, DFL device, model.

I. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Основная доля приборов определения места повреждения (далее ОМП) или функции ОМП, реализованные в шкафах микропроцессорных защит, устанавливаемых на воздушные линии электропередач (далее ВЛ), используют в своем алгоритме ОМП показания аварийного процесса только с одной стороны, т.е. со стороны, где они установлены. При одностороннем замере место короткого замыкания (далее КЗ), определенное прибором, может значительно отличаться от действительного места КЗ. При некорректном (не точном) ОМП увеличиваются расходы, связанные с обходом линии, особенно значительно затраты увеличиваются при обходе ВЛ, трассы которых проходят в труднодоступных местах со сложным рельефом. Также при некорректном ОМП при устойчивом КЗ на ВЛ увеличивается время обнаружения повреждения и, как следствие, время ввода ВЛ в работу. Для точного определения места КЗ в алгоритмах приборов ОМП необходимо использовать данные аварийного процесса с обеих сторон ВЛ. На настоящий момент приборов ОМП, в алгоритмах которых в качестве исходных данных используются показания аварийного процесса с обеих сторон ВЛ, практически нет. Более точные приборы, основанные на волновом методе, довольно-таки дорогостоящие. Поэтому существует потребность в приборе ОМП, который будет выполнять ОМП с достаточно высокой точностью и при этом с низкой себестоимостью. Создание прибора, отвечающего данным требованиям, и являлось целью проделанной работы.

II. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

При создании прибора ОМП исследования проводились в двух направлениях: какую методику ОМП из существующих использовать и на какой элементной базе реализовать данную методику.

Поскольку основным видом коротких замыканий на воздушных линиях электропередач являются КЗ на землю (более 90%), то в качестве методики ОМП рассматривались методики, в алгоритме которых используются параметры нулевой последовательности. В качестве математической модели прибора ОМП была выбрана хорошо себя зарекомендовавшая методика определения места замыкания на землю по токам и напряжениям нулевой последовательности в сетях разной конфигурации, предложенная ОРГРЭС. Методика была апробирована в филиале ОАО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ в качестве программы ОМП для диспетчера и показала положительные результаты. Так, из ежегодного проводимого анализа эффективности ОМП за период с 2005 по 2014 гг. установлено, что относительное отклонение расчетных расстояний до места КЗ от действительных расстояний к длине линии при данном

методе составило от 1,67 до 5,99%. При этом наибольший процент отклонений возник по причине некорректных данных, полученных с фиксирующих приборов по тем или иным причинам.

На момент разработки и отладки прибора в качестве элементной базы выступали два персональных компьютера с операционной системой Windows, объединенных между собой сетевым кабелем для обмена информацией. При установке прибора ОМП на объектах электроэнергетики в качестве канала связи может выступать ВОЛС, GSM и т.д. Алгоритм ОМП в приборе был реализован на языке программирования Python.

Первый компьютер (полукомплект прибора ОМП) выполняет роль «ведущего» полукомплекта. Данный полукомплект выполняет следующие основные функции: регистрация параметров аварийного процесса со своей стороны, осуществление приема данных с противоположной стороны (с ведомого полукомплекта) и расчет ОМП. На дисплее ведущего полукомплекта прибора ОМП отображается расчетная информация о месте КЗ, зафиксированные показания аварийного процесса с обеих сторон ВЛ, дата и время КЗ. Интерфейс ведущего полукомплекта показан на рис. 1.

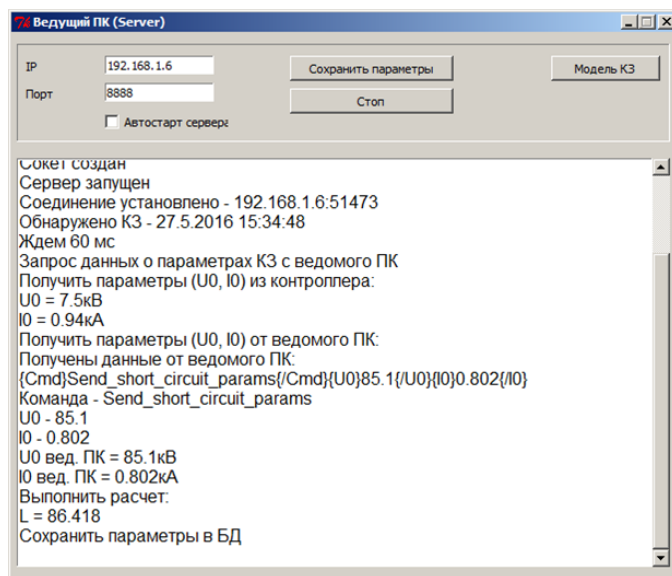


Рис. 1. Интерфейс ведущего полукомплекта прибора ОМП

Второй компьютер (полукомплект прибора ОМП) выполняет роль «ведомого» полукомплекта. Его основная задача – произвести фиксацию параметров аварийного процесса и по средствам каналов связи передать в ведущий полукомплект. На дисплее ведомого полукомплекта прибора ОМП отображается информация о зафиксированных параметрах аварийного процесса и времени фиксации. Для уменьшения стоимости ведомый

полукомплект может не оснащаться устройством отображения информации (монитором). Монитор в данном случае необходим только при проведении регламентных работ или при возникновении неисправности ведомого полукомплекта. Интерфейс ведомого полукомплекта показан на рис. 2.

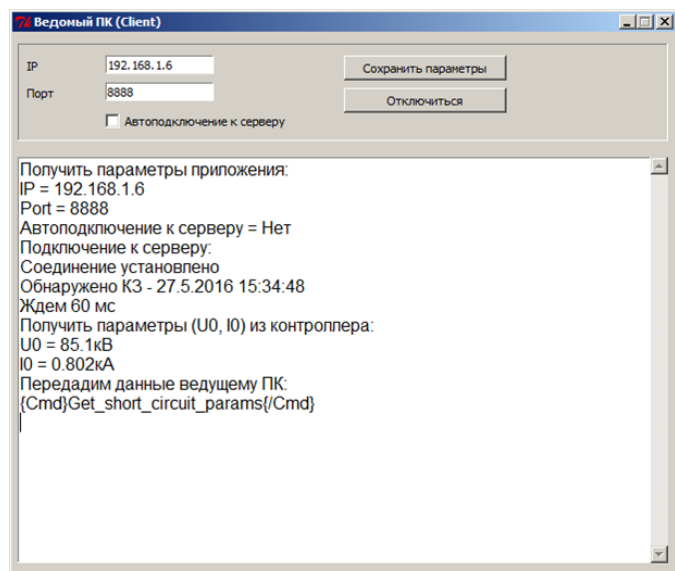


Рис. 2. Интерфейс ведомого полукомплекта прибора ОМП

При подготовке прибора к эксплуатации в настройках ведущего и ведомого полукомплектов задаются: уставка пуска полукомплектов по току (напряжению), уставка фиксации параметров от момента начала КЗ по времени, параметры настройки канала связи. Помимо этого, в ведущем полукомплекте задается расчетная формула, по которой будет выполняться ОМП. Формула определяется для конкретной линии по указанной методике. Уставка фиксации параметров аварийного процесса от момента начала КЗ необходима для отстройки от апериодической составляющей тока КЗ и фиксации параметров аварийного процесса в одно и то же время в обоих полукомплектах. Как правило, данная уставка выбирается в диапазоне 40 – 60 мс.

При необходимости вся полученная информация может направляться по электронной почте на адреса, указанные при настройке прибора. Все результаты ОМП и параметры аварийного отключения сохраняются в базе данных и доступны для дальнейшего просмотра и анализа.

Также в приборе реализована функция тестирования исправности канала связи. Тестирование происходит с заданным интервалом времени.

После выполнения работ по программированию алгоритма прибора, организации взаимосвязи полукомплектов и их корректной работы, проводилось моделирование схемы подключения полукомплектов прибора к цепям тока и напряжения. Подключение к токовым цепям и цепям напряжения производится через преобразователи измерительные многофункциональные (далее ПИМ). ПИМ выполняет функции преобразования параметров электрической сети в цифровые сигналы и дальнейшей их передачи, т.е. имеет для этого порт ввода/вывода. В качестве ПИМ в работе рассматривался ПИМ серии ET100 производства ОДО «Энергоприбор» (Беларусь). Данный ПИМ обладает двумя портами типа

RS-485. Для взаимосвязи компьютера (полукомплекта прибора ОМП) и ПИМ используются преобразователи сигнала RS-485 – USB или RS-485 – RS-232. Поскольку последний тип преобразователя в настоящее время практически не применяется, то в работе принят преобразователь сигнала типа RS-485 – USB. Структурная схема полукомплекта прибора ОМП показана на рис. 3. Структурная схема прибора ОМП показана на рис. 4.

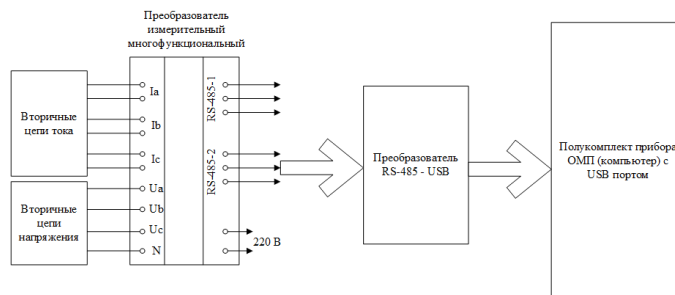


Рис. 3. Структурная схема полукомплекта прибора ОМП

Для отладки прибора ОМП за основу была взята модель ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260) энергосистемы Республики Бурятия. С целью получения достоверных результатов работы прибора в качестве исходных данных использовались данные реальных случаев КЗ, возникших на ВЛ за период 2005 – 2014 гг., места которых были найдены в результате обходов линии.

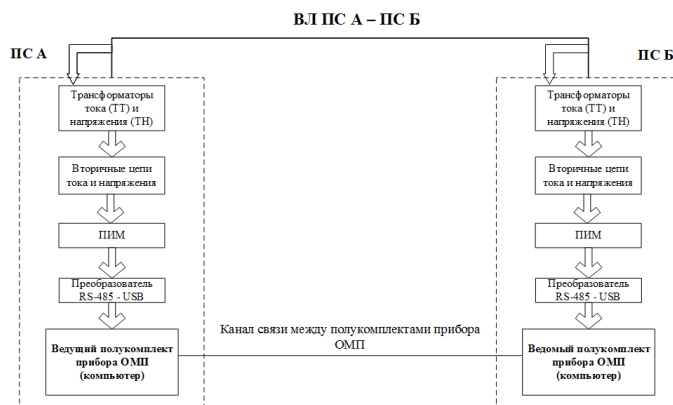


Рис. 4. Структурная схема прибора ОМП

III. РЕЗУЛЬТАТЫ

Точки коротких замыканий, определенные прибором во время тестирования, были идентичны точкам коротких замыканий, определенным по математической модели (программе ОМП). В результате, благодаря низкой себестоимости прибора ОМП и высокой точности определения точки КЗ, удалось создать, как я считаю, быстро окупаемый прибор ОМП.

Поскольку основным видом коротких замыканий на воздушных линиях электропередач являются КЗ на землю, разработанный прибор ОМП позволяет определить только место замыкания при КЗ на землю. В дальнейшем планируется доукомплектовать прибор модулем ОМП при замыканиях без земли.

Из-за отсутствия ПИМ параметры аварийного процесса были смоделированы. Во время тестирования

прибор показал стабильную работу, отсутствовали программные и технические сбои. Однако для получения полноценных результатов необходимо доукомплектовать прибор ПИМ и провести тестирование в рамках действующих объектов электроэнергетики.

IV. ВЫВОДЫ

В работе был рассмотрен вариант установки прибора на одну линию. Оптимальным вариантом установки является, когда ведущий «полукомплект» прибора устанавливается на так называемой опорной ПС. В данном случае достаточно установить один ведущий полукомплект прибора для всех присоединений, благодаря чему себестоимость прибора уменьшается в разы. Данная схема установки представлена на рис. 5.

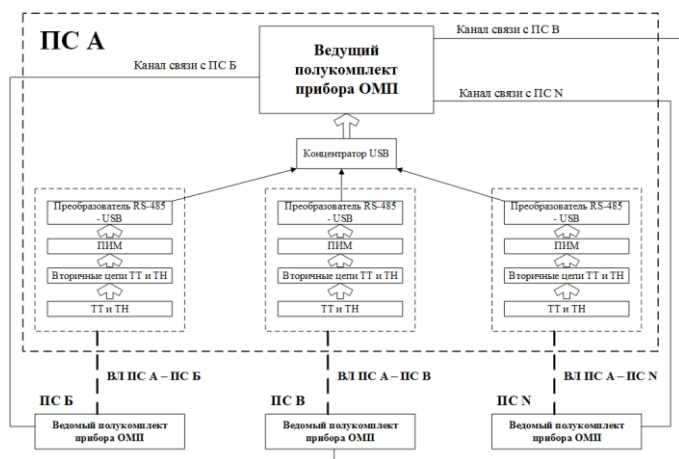


Рис. 5. Оптимальная схема оснащения «опорной» подстанции приборами ОМП

Предполагается, что прибор ОМП будет прост в обслуживании и ремонте. Благодаря наличию быстродоступных взаимозаменяемых комплектующих, сокращается время ремонта. Прибор может устанавливаться на ВЛ различной конфигурации. При установке прибора (на стадии проектирования) будет учитываться конфигурация ВЛ, для которой он устанавливается и исходя из этого будет определяться объем требуемого количества комплектующих. Индивидуальный подход к прибору ОМП для конкретной ВЛ позволит учесть все нюансы конфигурации ВЛ при сохранении относительно низкой себестоимости.

Считаю, что приборы ОМП в своих алгоритмах должны использовать показания со всех сторон ВЛ. Благодаря этому повышается точность определения точки короткого замыкания, что, в свою очередь, сказывается на снижении затрат, связанных с обходом линии. При этом надо понимать, что целесообразно создание прибора с низкой себестоимостью. В ряде случаев для снижения затрат необходимо использовать существующие на объектах энергетики средства и устройства (к примеру, ПИМ и т.п.).

Список литературы

- [1] Розенкноп М.П. Методика определения места замыкания на землю по токам и напряжениям нулевой последовательности в сетях разной конфигурации. – М.: ОРГРЭС, 1964. – 32 с. (references).
- [2] Корытов А.В. Реализация методики определения места замыкания на землю по токам и напряжениям нулевой последовательности в сетях разной конфигурации на ПК // Электроэнергетика глазами молодежи: Труды 6-й Междунар. науч.-техн. конф. Т. 2. – Иваново, 2015.

Задачи моделирования при проведении функциональных испытаний микропроцессорных устройств РЗА

И.А. Кошельков, Е.П. Егоров, А.В. Иванов

ООО НПП «ЭКРА»
Чебоксары, Россия
ekra4@ekra.ru

Развитие технологий, в том числе и устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), в настоящее время происходит очень быстрыми темпами. Микропроцессорные (МП) устройства РЗА активно внедряются в практику электрических систем как отечественными производителями, так и зарубежными фирмами. Обособленно стоит вопрос правильности функционирования устройств МП РЗА в различных режимах энергосистемы. Некоторые производители предлагают, например, самостоятельно создавать решения на базе алгебры логики с использованием существующих алгоритмов цифровых измерительных органов. Другие производители, напротив, выпускают устройства, работающие по заранее разработанной и проверенной логике. Для проверки работы устройств РЗА предлагается проведение функциональных испытаний, предусматривающих возможность анализа работы аппарата с момента возникновения аварийного режима до момента отключения коммутационного оборудования.

Ключевые слова: моделирование, RTDS, функциональные испытания.

Simulation functions during tests of digital relaying equipment

I.A. Koshelkov, E.P. Egorov, A.V. Ivanov

EKRA, Ltd
Cheboksary, Russia
ekra4@ekra.ru

The pace of technological development, including the field of protective relaying, is quite fast at present. Microprocessor-based relaying equipment is used in power systems on a massive scale both by domestic and foreign vendors. A question of particular interest is the correct functioning of protective relays in different power system conditions. Some vendors suggest that the users should create their own solutions based on logic algebra with existing digital measuring algorithms. Other vendors manufacture equipment with logic that is fixed and tested. Checking protective relays often requires functional tests to analyze the behavior of the device from the moment the fault occurs to the actual trip of the power equipment.

Keywords: simulation, RTDS, functional tests.

I. ВВЕДЕНИЕ

На текущем этапе развития устройств релейной защиты и автоматизации (РЗА) явно прослеживается тенденция к усложнению алгоритмов защит с целью повышения эффективности их функционирования. Это приводит к усложнению анализа корректности работы устройств РЗА в различных режимах работы электроэнергосистем (ЭЭС).

До недавних пор при проведении аттестационных испытаний микропроцессорных (МП) устройств РЗА не уделялось внимания вопросам корректности функционирования устройств в сложных режимах. Вопрос эффективного функционирования алгоритмов защит оставался за рамками аттестационных испытаний, и адекватное поведение защит гарантировалось производителями устройств РЗА.

Активное внедрение комплексов моделирования, в том числе и программно-аппаратных комплексов (ПАК) моделирования реального времени, закономерно привело к распространению такого понятия, как функциональные

испытания в современном его понимании. Комплексы моделирования реального времени позволяют выполнять апробацию алгоритмов функционирования устройств РЗА путем создания моделей участков ЭЭС и подключения к ним действующих устройств РЗА с обеспечением обратной связи, например, действие защиты на отключение поврежденного участка системы (так называемые испытания в замкнутом цикле).

В актуальной редакции технических требований к устройствам МП РЗА функциональные испытания вынесены в отдельный раздел и обязательны для проведения в рамках работ по аттестации оборудования.

II. ПРОГРАММА ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Программа функциональных испытаний разработана специалистами АО «НТЦ ФСК ЕЭС» и включает в себя:

- общие положения;
- описание объектов;
- цель;
- условия проведения;

- требования безопасности;
- состав и порядок проведения;
- перечень используемого оборудования;
- методику проведения испытаний с помощью COMTRADE-файлов;
- методику проведения испытаний с помощью систем моделирования реального времени.

Согласно методике испытаний с применением системы моделирования реального времени испытываемое устройство с уставками, рассчитанными сотрудниками предприятия-изготовителя, подключается к комплексу моделирования, например, ПАК RTDS [1]. При выполнении программы испытаний работа испытываемого устройства контролируется по контактам его выходных реле и состоянию промежуточных дискретных сигналов органов защиты.

III. Функциональные испытания ДЗШ 550 кВ.

А. Моделируемая схема

Для проведения испытаний дифференциальных защит шин (ДЗШ) на RTDS моделировался фрагмент понизительной подстанции и прилегающей питающей сети 500 и 110 кВ. Моделируемая схема (рисунок) содержит: два эквивалента энергосистем 500 кВ, две линии 500 кВ, соединяющие эквиваленты энергосистем с подстанцией, на одной из которых у шин подстанции установлен шунтирующий реактор (ШР), две системы шин 500 кВ подстанции, два автотрансформатора 500/110/1 кВ, две секции шин 110 кВ и два эквивалента системы 110 кВ (схема № 500-15 по [2]). Имитировалась установка терминала БЭ2704V562 [3] для защиты первой системы шин 500 кВ. К терминалу подводились первичные токи, измеренные в местах установки на схеме измерительных трансформаторов тока: ТТ1, ТТ3, ТТ6.

В. Испытание защиты

Для испытаний имитировались различные аварийные режимы работы:

- внешнее двухфазное короткое замыкание (КЗ) АВ в точке К2 с переходом во внутреннее на фазе А с сохранением внешнего замыкания на фазе В;
- однофазное КЗ на землю в точке К1;
- трехфазное КЗ на землю в точке К1;
- трехфазное КЗ на землю в точке К2 с отключением выключателей Q1, Q2 и Q8 и неуспешным трехфазным автоматическим повторным включением (ТАПВ) выключателем Q1;
- однофазное КЗ на землю в точке К3 с отключением выключателей Q3, Q4, Q5 и Q9 и неуспешным ТАПВ выключателем Q3.

В нормальном режиме работы и при отключении без повреждения одного из присоединений 1 системы шин 500 кВ дифференциальный ток в защите был близок к нулю. Ложных срабатываний ДЗШ не происходило. Защита правильно функционировала при различных видах внешних и внутренних замыканий, в том числе в режимах с ТАПВ.

IV. ПРЕИМУЩЕСТВА ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Проведение функциональных испытаний в рамках аттестации устройств МП РЗА предполагает не просто

проверку характеристик измерительных органов защит, но и правильность работы в разных режимах, в том числе в режимах «сложных» КЗ (например, переход внешнего замыкания в КЗ в защищаемой зоне). Разработаны программы испытаний и проведены функциональные испытания для разных видов защит. Устройства МП РЗА производства ООО НПП «ЭКРА» прошли функциональные испытания в рамках аттестации в 2015 г.

Безусловно, проведение подобного рода тестирования возможно только благодаря применению систем моделирования реального времени. При создании актуальных моделей параметры моделируемых объектов могут быть приведены к виду, в котором они могут быть заданы в моделирующем комплексе, что значительно уменьшает вероятность возникновения ошибок в схемах участков ЭЭС.

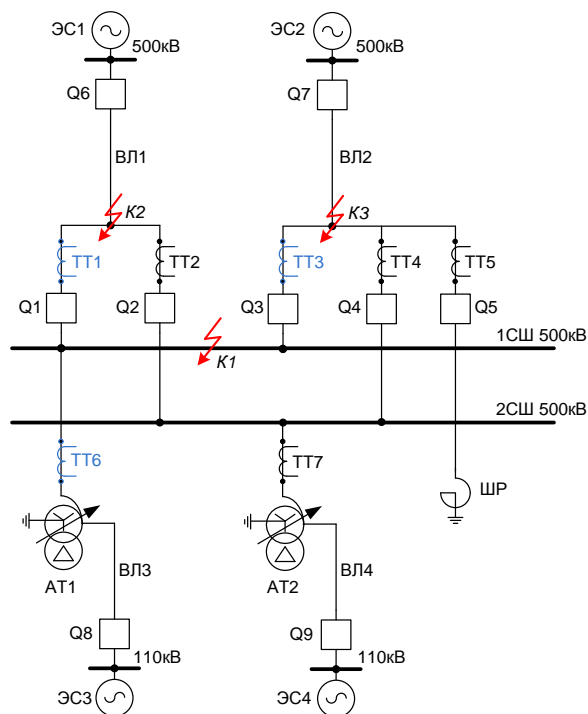


Схема моделируемого участка ЭЭС

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные испытания показали правильность работы функций защит в различных режимах работы энергосистемы. Показано соответствие защит предъявляемым требованиям, определяющее возможность установки испытываемых устройств РЗА на объектах энергосистемы. Применение комплексов моделирования реального времени позволяет наиболее объективно показать эффективное функционирование защит в различных режимах работы. Исключается возможность оператора повлиять на результаты испытаний.

Список литературы

- [1] <http://www.rtds.com>
- [2] Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
- [3] Шкаф защиты сборных шин напряжением 330-750 кВ типа ШЭ2710 562. Руководство по эксплуатации. Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА», 2015. – 101 с.

Развитие способов адаптации ОМП ЛЭП по параметрам аварийного режима

А.Л. Куликов, М.Д. Обалин, В.И. Широков

ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева»
Нижегород, Россия
obalin_misha@mail.ru

Дистанционные средства определения места повреждения (ОМП) предназначены для определения наиболее вероятной точки повреждения и сокращения зоны осмотра линии. В статье предложены способы повышения точности оценки расстояния до места повреждения за счет адаптации на основе статистических имитационных моделей ЛЭП.

Ключевые слова: определение мест повреждения линий электропередачи, имитационное моделирование, повышение точности ОМП ЛЭП.

The development of ways of adaptation fault location on parameters the emergency mode

A.L. Kulikov, M.D. Obalin, V.I. Shirokov

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russian Federation
obalin_misha@mail.ru

Remote locator designed to determine the most likely points of damage and reducing the area of the bypass air line. In the article the authors use the experience to improve the accuracy of calculating the distance to fault (and reduce bypass area) through the use of adaptation the fault location on the parameters in the emergency mode. The authors proposed methods improve the accuracy of estimation of the distance to the fault by adapting on the basis of statistical simulation models of transmission lines.

Keywords: adaptation, fault location on power transmission lines, simulation of power systems, improving the accuracy of fault location.

I. ВВЕДЕНИЕ

Повреждения линий электропередачи (ЛЭП) существенно снижают надежность электроэнергетических систем и обнаруживаются специальным оборудованием, входящим, как правило, в состав устройств релейной защиты (РЗ). Наиболее распространены в современных микропроцессорных устройствах защиты методы определения места повреждения (ОМП) ЛЭП по параметрам аварийного режима (ПАР) [1, 2].

Важнейшим ресурсом повышения точности ОМП ЭТК является имитационное моделирование, посредством которого предлагается формировать адаптивные алгоритмы расчета расстояния и зоны обхода [3, 4].

II. КОМПЕНСАЦИЯ ПОГРЕШНОСТИ АЛГОРИТМА ОМП НА УЧАСТКЕ ЛЭП

Имитационная модель обеспечивает опыты короткого замыкания с определенным шагом вдоль всей длины ЛЭП. В результате получаем набор параметров (токов и напряжений) аварийного режима, по которым осуществляется расчет расстояния до места повреждения.

Оценив погрешность работы алгоритма на выбранном участке линии, можно в последующем ее устранить.

Перспективным является применение имитационного моделирования для сокращения погрешности расчета уже установленных на подстанциях устройств ОМП ЛЭП.

Например, для повреждения ВЛ 220 кВ Луч – Нагорная (автоматическое отключение 06.06.2014) был произведен расчет расстояния до места повреждения по ИМФ-ЗР (41,1 км) и ПК WinBres (44,587 км). Согласно результатам проверки работы алгоритмов ОМП по данным имитационного моделирования, алгоритм ИМФ-ЗР дает ошибку –2,3 км, а ПК WinBres –1,85 км. Методы были скорректированы, и их результаты расчета оказались ближе к фактическому месту повреждения (гирлянда изоляторов на опоре № 153 в 47,42 км от ПС Луч). Аналогичные результаты были получены и для других ВЛ (таблица).

Еще одним примером компенсации погрешности действующих (установленных на ПС) приборов определения места повреждения может служить отключение ВЛ 220 кВ Арзамасская – Сасово с отпайкой на Саровскую ТЭЦ, произошедшее 23.02.16 в Нижегородской энергосистеме.

Статья выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (соглашение № 14.577.21.0124 о предоставлении субсидии от 20.10.2014, уникальный идентификатор проекта RFMEFI57714X0124).

ИЛЛЮСТРАЦИЯ КОРРЕКТИРОВКИ АЛГОРИТМА ОМП ЭТК ПО ДАННЫМ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Дата	Наименование ВЛ	Длина ВЛ, км	Со стороны ПС	ИМФ-ЗР, км	ПК WinBres, км	ИМФ-ЗР с корректировкой, км	ПК WinBres с корректировкой, км	Фактич. место повреждения, км
22.02.2016	ВЛ 220 кВ Арзамасская – Сасово с отпайкой на Саровскую ТЭЦ	161	Арзамас	80,4	93,4	78,6	85,71	78,3
22.02.2016	ВЛ 220 кВ Арзамасская – Сасово с отпайкой на Саровскую ТЭЦ	161	Сасово	79,2	84,4	78,2	81,15	78,3
05.07.2015	ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС – Вязники	132	Нижегородская ГЭС	89,3	95,77	93,1	97,7	101
25.06.2015	ВЛ 220 кВ Борская – Семеновская	61,3	Борская	18,6	17,16	16,6	16,1	16,5
06.06.2014	ВЛ 220 Луч – Нагорная	53,6	Луч	41,1	44,58	43,4	46,43	47,42
23.08.2013	ВЛ 220 Луч – Заречная № 2	27,7	Луч	12,7	8,068	9,205	6,911	5,4
15.11.2013	ВЛ 220 кВ Арзамасская – Сасово с отпайкой на Саровскую ТЭЦ	161	Арзамас	61	62,966	57,1	58,966	52,4
23.08.2012	ВЛ 500 кВ Луч – Нижегородская	46,51	Луч	11,09	10,92	10,89	10,81	10,5

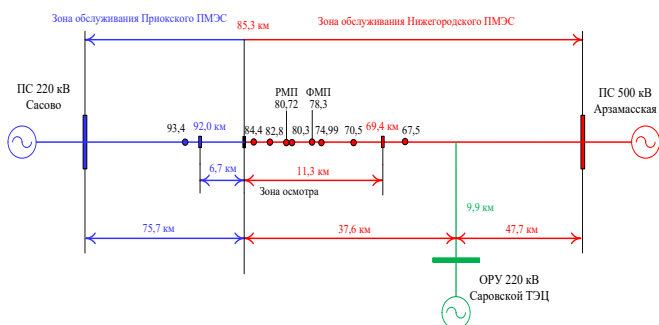


Рис. 1. Расчетные точки повреждения при автоматическом отключении ВЛ 220 кВ Арзамасская – Сасово с отпайкой на Саровскую ТЭЦ (23.02.16)

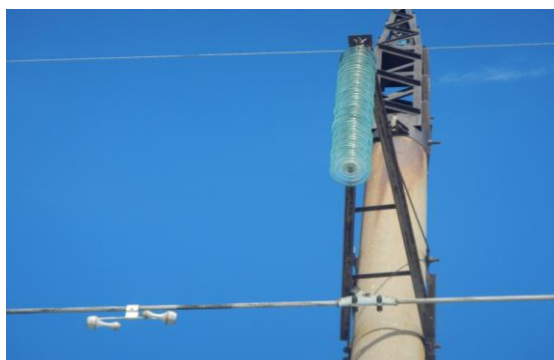


Рис. 2. Повреждение линейной арматуры на ВЛ 220 кВ Арзамасская – Сасово с отпайкой на Саровскую ТЭЦ

На рис. 1 представлены предполагаемые точки повреждения (рассчитанные при помощи ИМФ-ЗР, АРМ СРЗА, WinBres) на ВЛ 220 кВ Арзамасская – Сасово с отпайкой на Саровскую ТЭЦ (автоматическое отключение 23.02.16). Показания ИМФ-ЗР с подстанции ПС 500 кВ Арзамасская составили 80,4 км, после корректировки – 78,6. Расчетные показания ПК WinBres составили 93,4 км от ПС

500 Арзамасская, данную величину можно принять как ложную точку повреждения – серьезное влияние на точность метода в данном случае оказала отпайка на Саровскую ТЭЦ. После корректировки и удаления влияющих погрешностей расчетная точка составила 85,71, что хотя бы попадает в зону осмотра. Фактическое повреждение ВЛ 220 кВ Арзамасская – Сасово с отпайкой на Саровскую ТЭЦ было обнаружено на 78,3 км от ПС 500 кВ Арзамасская (рис. 2, опора № 384, от гирлянды изоляторов отцеплен провод вместе с «лодочкой»)

III. ВЫВОДЫ

1. Использование имитационных моделей ЛЭП позволяет производить корректировку результатов расчета расстояния до места повреждения.
2. Разработанная методика позволяет получать более точную оценку расстояния до места повреждения по сравнению с существующими аналогами.
3. Перспективно применение имитационных моделей ЛЭП в качестве базы для дальнейшего совершенствования алгоритмов ОМП.

Список литературы

- [1] Аржанников Е.А. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / В.Ю. Лукоянов, М.Ш. Мисриханов; под ред. В.А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 272 с.
- [2] Диагностика состояния воздушных линий электропередачи 10–110 кВ в нормальных и аварийных режимах: учебное пособие / Под ред. А.Н. Висящева. – Иркутск: Изд-во ИргТУ, 2012. – 270 с.
- [3] Куликов А.Л., Обалин М.Д. Применение адаптивных процедур в алгоритмах определения места повреждения ЛЭП // Промышленная энергетика. – 2013. – № 12. С. 35–39.
- [4] Куликов А.Л., Обалин М.Д., Колобанов П.А. Анализ и повышение точности при определении места повреждения линий электропередачи // Известия вузов. Электромеханика. – 2013. – № 5. С. 57–62.

Снижающее действие фильтров зарядных устройств и ионисторов на выбросы напряжения в системах оперативного постоянного тока

А.Д. Купчинов, А.В. Овечкин, Н.Н. Смотров
ФГБОУ ВО НИУ «Московский энергетический институт»
Москва, Россия
egor00_95@mail.ru

Значительную долю электромагнитных помех в системах оперативного постоянного тока (СОПТ) электростанций и подстанций составляют коммутационные перенапряжения, причиной которых являются коммутации цепей с большой индуктивностью (например, отключение электромагнитных приводов масляных выключателей и коротких замыканий (КЗ)). Данные помехи серьёзно влияют на работу СОПТ в целом и её электроприёмников: терминалы релейной защиты, противоаварийной автоматики, автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП), что может привести к ложному срабатыванию чувствительной микропроцессорной релейной защиты, а также к повреждению изоляции электрооборудования. В работе получены экспериментальные данные уровня перенапряжений в СОПТ при применении различных фильтров ЗУ. Проведена оценка снижающего действия конденсатора-фильтра зарядного устройства и ионистора на уровень коммутационных перенапряжений. Сделан вывод о том, что применение $L-C$ -фильтров в ЗУ СОПТ позволяет снизить уровень выбросов напряжения, а следовательно, снизить затраты на использование диодной защиты.

Ключевые слова. терминалы релейной защиты, коммутационные перенапряжения, СОПТ, фильтры зарядных устройств, ионистор.

The reductive effect of battery charger filters and supercapacitors against voltage spikes in auxiliary DC power systems

A.D. Kupchinov, A.V. Ovechkin, N.N. Smotrov
National Research University «MPEI»
Moscow, Russian Federation
egor00_95@mail.ru

Significant percent of electromagnetic interference (EMI) in auxiliary DC power systems of substations and power plants is composed by switching surges having circuit switching with high inductance (e.g. disabling oil-switch electromagnetic drive and short-circuit (SC) clearing) as the main reason of them. Such interferences dramatically influence the auxiliary DC power systems' work all in all and its power consumers, such as relay protection terminals, emergency control system, computerized process control system. EMI can lead to misoperation in sensitive smart protection equipment and can lead to insulation damage in electric equipment. In this paper, experimental data of overvoltage level in auxiliary DC power systems were received using different battery charger filters. Evaluation was made for reductive effect of battery charger's filter capacitor and supercapacitor against the level of switching surges. A conclusion was drawn that the usage of battery chargers' $L-C$ -filters in auxiliary DC power systems can decrease the level of voltage spikes and therefore lessen expenses for using diode protection.

Keywords: relay protection terminals, switching surges, auxiliary DC power systems, battery chargers' filters, supercapacitor.

1. АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ

В настоящее время на подстанциях проводится активная замена устаревшей релейной защиты на базе электромеханических реле на микропроцессорные релейные защиты. Данные микропроцессорные терминалы отличаются повышенной чувствительностью к электромагнитным помехам [1], к которым относятся коммутационные перенапряжения, возникающие при отключении коротких замыканий и электромагнитных приводов масляных выключателей. Согласно данным, приведенным в [2], коммутационные перенапряжения являются причиной 30 % случаев нарушения работы электрооборудования электростанций и подстанций,

могут привести к повреждению изоляции и потере работоспособности терминалами защит. Стандарт организации ФСК [3] регламентирует необходимость установки специальных устройств для защиты от перенапряжений, в качестве которых рекомендуется использовать кремниевые диоды. Однако кремниевые диоды способны режестировать только перенапряжения между полюсом и землей. Другим способом защиты является установка устройств защиты на базе нелинейных элементов – варисторов, которые, однако, подвержены старению с последующим ухудшением защитных характеристик. В связи с этим существует необходимость рассмотрения альтернативных вариантов снижения выбросов, в качестве которых можно рассмотреть

емкости, являющиеся составной частью фильтров зарядных устройств, и ионисторы. Возможность их использования рассматривалась в работах [4, 5]. В работе рассматривалось снижающее действие фильтров зарядных устройств и ионисторов на перенапряжения при отключении коротких замыканий и индуктивных нагрузок.

II. ОПИСАНИЕ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ

На рис. 1 представлена расчетная схема СОПТ.

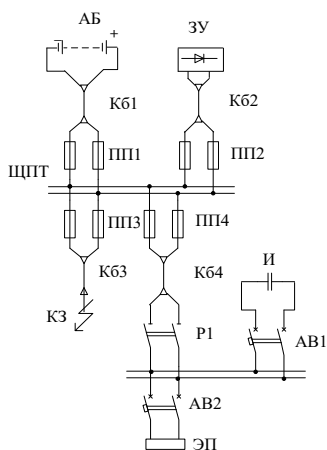


Рис. 1. Схема электроустановки

Основным источником питания в схеме является ЗУ, резервным – аккумуляторная батарея (АБ). АБ соединена с шиной постоянного тока (ЩПТ) кабельной линией КБ1 длиной 10 м и сечением 185 мм². ЩПТ оборудован вводными и отходящими плавкими предохранителями (ПП1 – ПП4). ЩПТ и электромагнитный привод (ЭП) соединены кабельной линией КБ4 длиной 100 м, сечением 95 мм². Ионистор И емкостью 1,4 Ф подключен к клеммам ЭП. ЗУ, номинальным током 80 А и с емкостью фильтра 5180 мкФ, соединено с ЩПТ кабельной линией КБ2 длиной 20 м и сечением 185 мм².

Схема замещения электроустановки, реализованная в программной среде ЕМТР-RV, представлена на рис. 2. АБ представлена в виде ЭДС и внутреннего активного сопротивления R_{AB} , соответствующего номинальной ёмкости аккумуляторов. Кабельная линия от АБ до ЩПТ представлена в виде активного сопротивления кабеля в положительном и отрицательном полюсах сети. Ионистор замещен идеальным конденсатором C . Коммутация электромагнитного привода выключателя производилась при помощи ключа в цепи привода. Короткое замыкание моделировалось тоже при помощи замыкания ключа. При проведении расчетов учитывалось также сопротивление электрической дуги, определявшееся согласно [6].

Расчет производился на интервале времени 1 с, в течение которого происходило включение катушки включения выключателя и через 1 с – ее отключение (происходило короткое замыкание в начале отходящей от ЩПТ кабельной линии КБ3). Интегрирование дифференциальных уравнений модели производилось методом Рунге – Кутты. Шаг интегрирования составил 10 мкс. Исследовались следующие режимные параметры электроустановки:

- напряжение на клеммах привода;
- напряжение на ЩПТ

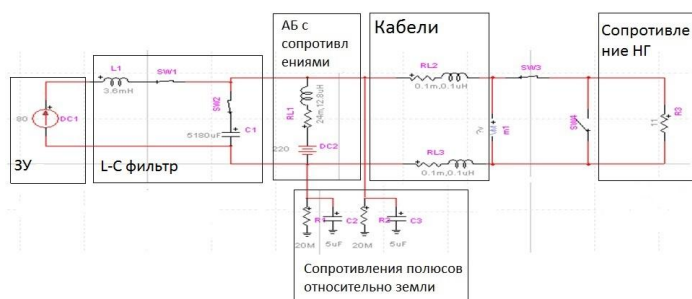


Рис. 2. Схема замещения электроустановки

Верификация модели произведена оценкой расхождений в осциллограммах напряжения с приведенными в [7, 8].

III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

На рис. 3 представлена кривая изменения напряжения на клеммах ЩПТ при коротком замыкании на отходящей от ЩПТ кабельной линии КБ3 и отключении его плавким предохранителем ПП3, при питании от ЗУ без фильтра.

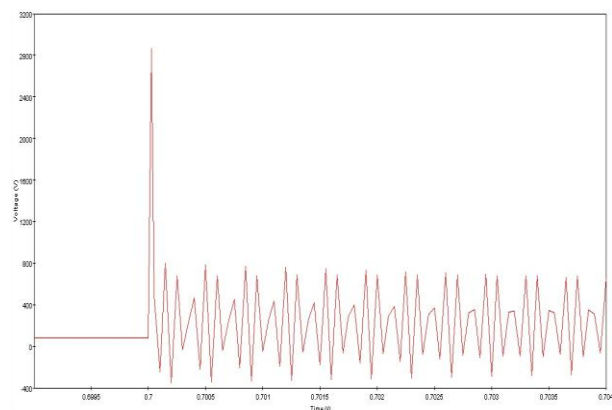


Рис. 3. Напряжение на ЩПТ при коротком замыкании на КБ3 при питании от ЗУ без фильтра

На расчетной кривой напряжения видно, что в 0,5 с происходит короткое замыкание, а в 0,7 с короткое замыкание отключается. Напряжение на ЩПТ в процессе отключения короткого замыкания достигает 2870 В, что превышает максимально допустимое напряжение 2000 В [9] для микросекундных импульсных помех.

Расчетная кривая напряжения при коротком замыкании на отходящей от ЩПТ кабельной линии КБ3 и отключении его плавким предохранителем ПП3, при питании от ЗУ с конденсатором фильтра емкостью 5180 мкФ, представлена на рис. 4.

На расчетной кривой напряжения видно, что в 0,5 с происходит короткое замыкание, а в 0,7 с короткое замыкание отключается. Напряжение на ЩПТ в процессе отключения короткого замыкания достигает 390 В за счет емкости конденсатора фильтра, что не превышает максимально допустимого напряжения.

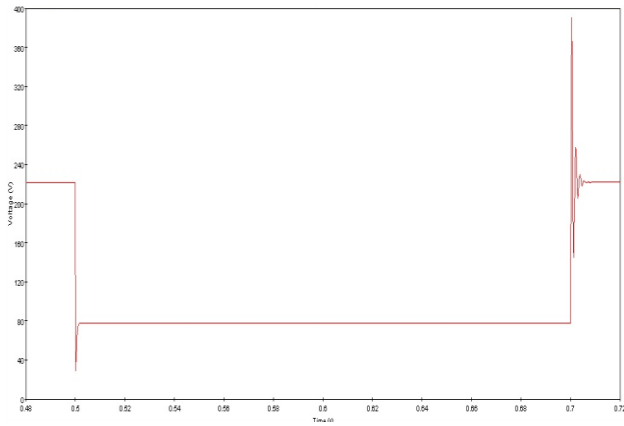


Рис. 4. Напряжение на ЩПТ при коротком замыкании на К63 при питании от ЗУ с фильтром емкостью 5180 мкФ

На рис. 5 представлена кривая изменения напряжения на клеммах ЩПТ при коротком замыкании на отходящей от ЩПТ кабельной линии К63 и отключении его плавким предохранителем ППЗ, при питании от АБ и работе ионистора.

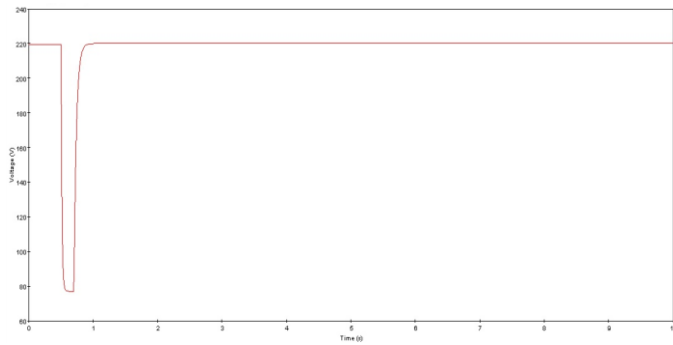


Рис. 5. Напряжение на ЩПТ при коротком замыкании на К63 при питании от АБ и работе ионистора

На расчетной кривой напряжения видно, что в 0,5 с происходит короткое замыкание, а в 0,7 с короткое замыкание отключается. Перенапряжения на ЩПТ в процессе отключения короткого замыкания не возникает из-за емкости ионистора.

При отключении электромагнитного привода возникают перенапряжения, существенно превышающие значения при коротких замыканиях. Это обуславливается тем, что индуктивность приводов масляных выключателей может достигать сотен мГн. Также, по мере удаления источника перенапряжения от фильтра, его снижающее действие на выбросы ослабляется. Поэтому для их снижения при коммутации приводов наиболее целесообразно применение ионисторов. Модель представлена на рис. 6. Привод выключателя представлен в виде резистора сопротивлением 0,1 Ом и индуктивности значением 120 мГн.

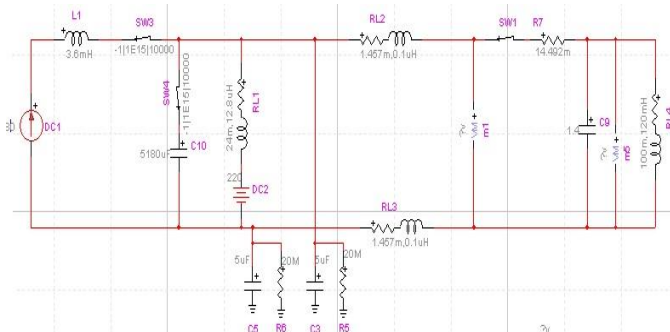


Рис. 6. Математическая модель участка СОПТ с ионистором

На рис. 7 представлена расчетная кривая изменения напряжения на клеммах ЩПТ при отключении электромагнитного привода ЭП, при питании от ЗУ без фильтра. Привод выключателя представлен в виде резистора сопротивлением 0,1 Ом и индуктивности значением 120 мГн.

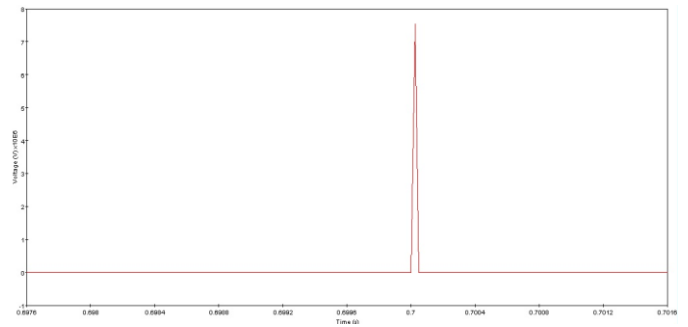


Рис. 7. Напряжение на клеммах электромагнитного привода при отключении, питание от ЗУ без фильтра

На расчетной кривой напряжения видно, что в 0,7 с происходит отключение привода. Напряжение на клеммах привода в процессе отключения достигает 70000 В за счет идеальности ключа и большой индуктивности привода, что серьезно превышает максимально допустимое напряжение 2000 В [9] для микросекундных импульсных помех.

На рис. 8 представлена кривая изменения напряжения на клеммах ЭП при его отключении, при питании от АБ и работе ионистора.

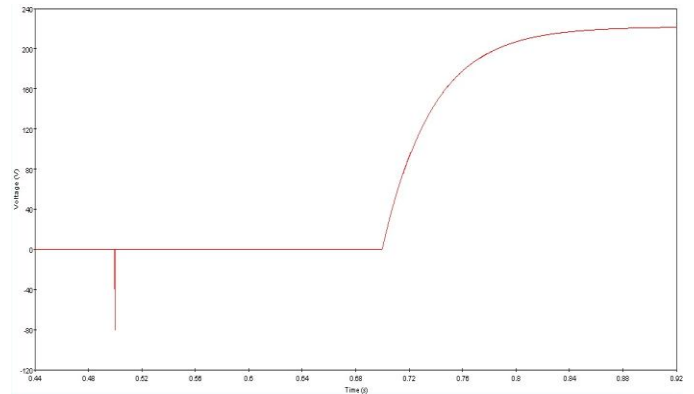


Рис. 8. Напряжение на клеммах электромагнитного привода при его отключении с использованием ионистора в СОПТ

На расчетной кривой напряжения видно, что в 0,5 с происходит отключение привода, а в 0,7 с привод отключается. Перенапряжение на клеммах привода в процессе отключения не превышает 240 В из-за существенно большей емкости ионистора, а следовательно, и снижающего эффекта по сравнению с фильтром зарядного устройства.

IV. Выводы

Разработана схема подключения накопителей электроэнергии на базе ионисторов к системам постоянного оперативного тока подстанций. При помощи моделирования в EMTP-RV были определены возможные перенапряжения в системе оперативного постоянного тока подстанции. Уровень полученных перенапряжений превышает допустимое [9] значение для дискретных входов микропроцессорных релейных защит на 40 %.

Конденсатор фильтра емкостью 5180 мкФ позволяет снизить амплитуду перенапряжения на 81 %, а при использовании L -фильтра амплитуда перенапряжения не изменяется. Данный результат показывает, что при применении ЗУ без конденсаторов в фильтре не всегда возможно обеспечить требуемый уровень перенапряжений. Одним из преимуществ применения конденсаторов фильтров для режекции выбросов напряжения является то, что современные ЗУ, поставляемые ведущими производителями, оснащены L - C -фильтрами. Однако снижающий эффект фильтра возможен только при отключении не удаленных от ЩПТ коротких замыканий и отсутствует при коммутации электромагнитных приводов.

Также результаты исследования показали, что ионистор емкостью 1,4 Ф полностью режестирует амплитуду перенапряжения. При применении ионисторов улучшается электромагнитная обстановка в системе оперативного постоянного тока подстанции, так как емкость ионистора позволяет сглаживать не только выбросы напряжения, но и провалы напряжения, возникающие в результате коротких замыканий и отключений высоковольтных приводов выключателей.

Результаты проведенных исследований могут быть использованы при разработке методики выбора емкости ионисторов и места их подключения. Также при разработке методики выбора ЗУ возможна оценка влияния конденсатора фильтра не только на пульсации, но и на режекцию выбросов напряжения.

В дальнейшем целесообразно исследование снижающего воздействия емкости фильтров ЗУ и ионисторов на перенапряжения, возникающие вследствие работы мол-

ниезащиты, а также наводимые в СОПТ вследствие замыканий на землю в первичных цепях подстанций.

Список литературы

- [1] Гусев Ю.П., Монаков Ю.В. Предотвращение срабатываний дискретных входов микропроцессорных релейных защит при замыканиях на землю в системах оперативного постоянного тока // Изв. вузов. Электромеханика. – 2013. – № 1. – С. 81–83.
- [2] Matsumoto T, Kurosawa Y, Usui M, Yamashita K, Tanaka T. Experience of Numerical Protective Relays Operating in an Environment with High-Frequency Switching Surge in Japan // IEEE Transactions on Power Delivery, 2006. – № 1. – pp. 88–93.
- [3] СТО 56947007 – 29.120.40041-2010. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования.
- [4] Гуревич В. Электрические реле: устройство, принцип действия и применения. Настольная книга инженера // СОЛОН-Пресс. – 2011. – 688 с.
- [5] Kularatna N. Energy Storage Devices for Electronic Systems: Rechargeable Batteries and Supercapacitors // New Zealand: School of Engineering, The University of Waikato Hamilton, 2014, 320 p.
- [6] Ammerman R.F., Sen P.K. DC-arc models and Incident Energy Calculations // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2010. – № 5. – pp. 1810–1819.
- [7] Peterlin U.M., Zivic T. Electromagnetic compatibility levels in power plants and substations // IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility. 2015. pp. 266–270.
- [8] Тимонин И.А., Гусев Ю.П. Сравнение эффективности и выбор устройств защиты от перенапряжений в системе оперативного постоянного тока // Науковедение: интернет-журнал. – 2013.
- [9] IEC 61000-6-5:2015. Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 6-5: Immunity for equipment used in power station and substation environment.

Математическая модель и численное исследование модели сети среднего напряжения 10 кВ и системы автоматизации на основе стандарта МЭК 61850

И.Н. Лизунов, Р.Ш. Мисбахов, Э.А. Хузияхметова
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»
Казань, РФ
KH.57EA@yandex.ru

Наиболее распространенными сетями являются городские и пригородные электрические сети, а также сети промышленных предприятий среднего напряжения 6–10 кВ. Внедрение современных технологий Smart-grid в таких сетях должно обеспечить наибольший эффект, а также способствовать развитию цифровых технологий в смежных областях. Тем не менее, проблемы внедрения цифровых технологий, в том числе в рамках концепции стандарта МЭК 61850, являются крайне актуальными и для магистральных сетей среднего напряжения вследствие высокой сложности и стоимости решения, а также из-за постоянной доработки требований протоколов в рамках стандарта. В сетях среднего напряжения примеры внедрения систем автоматизации на основе технологий МЭК 61850 являются единичными. На сегодня в полной мере не рассмотрены и не исследованы вопросы обеспечения надежности и безопасности работы цифровых устройств, поддерживающих стандарт МЭК61850, в том числе с помощью математического и численного моделирования их работы в условиях сильно распределенных электрических сетей среднего напряжения древовидной структуры.

Разработка и анализ математической и численной модели реализовывались с помощью программного обеспечения MATLAB. В рассматриваемой модели соблюден порядок расположения оборудования согласно требованиям проектирования. Проведенное математическое моделирование сети среднего напряжения позволило оценить надежность и быстродействие ИЭУ согласно МЭК-61850.

Ключевые слова: математическая модель сети среднего напряжения, стандарт МЭК-61850, MATLAB.

Mathematical model and numerical research of model of a network of average voltage of 10 kV and system of automation on the basis of the IEC 61850 standard

I.N. Lizunov, R.Sh. Misbakhov, E.A. Khuziyakhmetova
Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russia
KH.57EA@yandex.ru

The most widespread networks are city and suburban electric networks, and also networks of the industrial enterprises of average voltage of 6-10 kV. Introduction of the modern Smart-grid technologies in such networks has to provide the greatest effect, and also promote development of digital technologies in adjacent areas. Nevertheless, problems of introduction of digital technologies including within concepts of the IEC 61850 standard is the extremely actual and for high-level networks of average tension owing to high complexity and cost of the decision, and also because of continuous completion of requirements of protocols within the standard. In networks of average tension examples of introduction of systems of automation on the basis of the IEC 61850 technologies is single. For today are fully not considered and questions of ensuring reliability and safety of operation of the digital devices supporting the IEC 61850 standard including by means of mathematical and numerical modeling of their work in the conditions of strongly distributed electric networks of average tension of treelike structure aren't investigated.

Development and the analysis of mathematical and numerical model was implemented by means of the software of MATLAB. In the considered model the equipment arrangement order according to requirements of design is observed. Carrying out the mathematical model of a network of average tension will allow to estimate reliability and speed of IEP according to IEC 61850.

Keywords: mathematical model of a network of average tension, IEC-61850, MATLAB standard.

1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ SMART-УСТРОЙСТВА

Система электроснабжения предназначена для распределения, передачи и потребления электроэнергии. Важнейшую роль в такой системе выполняют электрические подстанции – электроустановки, предна-

значенные для преобразования и распределения электрической энергии.

Одним из аспектов функционирования подстанций является контроль и управление потреблением электро-

энергии, а также поддержание системы в устойчивом состоянии благодаря измерению токов и напряжений с помощью измерительных трансформаторов, а также системами и устройствами защиты, учета и контроля (МПРЗА, контроллеры присоединений и т.п.). Сегодня все чаще используют так называемые Smart-устройства, использующие цифровые протоколы для обмена информацией.

Постепенное внедрение технологии цифровых подстанций и сетей в электроэнергетике обусловливается развитием и усовершенствованием практики применения международного стандарта МЭК 61850, находящегося все большую популярность как в России, так и за рубежом. Для получения информации с первичных измерителей тока и напряжения данный стандарт описывает протокол МЭК 61850-9-2 (SV). Протокол МЭК 61850-9-2 предполагает использование информационной модели, называемой «шина техпроцесса». Под «шиной техпроцесса» по протоколу МЭК 61850-1 понимается коммуникационная шина данных, к которой подключены устройства полевого уровня электрической подстанции (коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы). В качестве среды передачи информации на цифровых подстанциях используют волоконно-оптический кабель и витую пару. В качестве первичных преобразователей тока и напряжения, помимо традиционных трансформаторов (через устройства сопряжения), могут использоваться и нетрадиционные трансформаторы тока и напряжения (НТТ и НТН). НТТ и НТН позволяют без дополнительных преобразований собирать, обрабатывать и передавать информацию в системы управления верхнего уровня в масштабе реального времени. Преимуществом волоконно-оптического преобразователя является способность передачи параметров электрического тока и напряжения в режиме реального времени, причем в обработанном – цифровом виде, а также с высокой надежностью и качеством (широкий динамический диапазон) и без дополнительного потребления электрической энергии с токопровода, на котором проходит измерение.

II. ПРОВЕДЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

В рамках проведения исследования работы интеллектуальных электронных устройств были смоделированы условия работы цифровых устройств релейной защиты на примере электрической сети среднего напряжения. В качестве исследуемого объекта была выбрана подстанция, а также смоделировано и численно исследовано симметричное короткое замыкание в начале линии. Моделирование рассматриваемой электрической сети производилось в программном модуле Simulink пакета MATLAB.

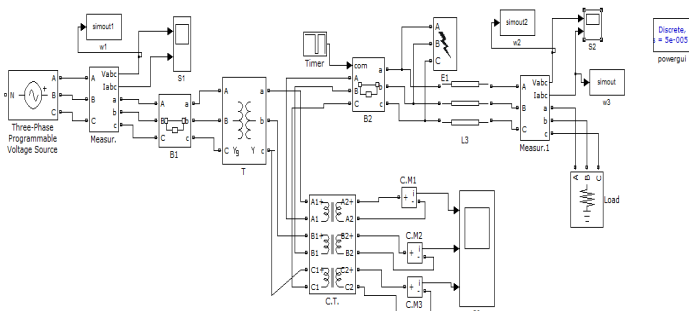


Рис. 1. Модель в программном продукте MATLAB

Математическая модель (рис. 1) представляет собой электрическую подстанцию, оснащенную Smart-устройствами. Внедренные интеллектуальные элементы в совокупности представляют собой модель цифровой подстанции. Это значит, что передача мгновенных значений тока и напряжений осуществляется цифровым потоком, маршрутизация которого осуществляется по протоколу МЭК 61850-9-2.

Моделируемая сеть представляет собой: генератор, выключатель, измерительные датчики тока и напряжения, повышающий трансформатор, трансформатор тока, короткозамыкатель и нагрузку для трехфазных электрических цепей. С помощью короткозамыкателя (элемент E1) в оцениваемой распределительной электрической сети напряжением 10 кВ и частотой 50 Гц было оценено влияние трехфазного короткого замыкания на мгновенные значения токов и напряжений. Для отключения замыкания в цепи был использован таймер, задающий время срабатывания выключателя. Выключатель срабатывает через 0,06 с после начала короткого замыкания, график изменения напряжения трёх фаз представлен на рис. 2.

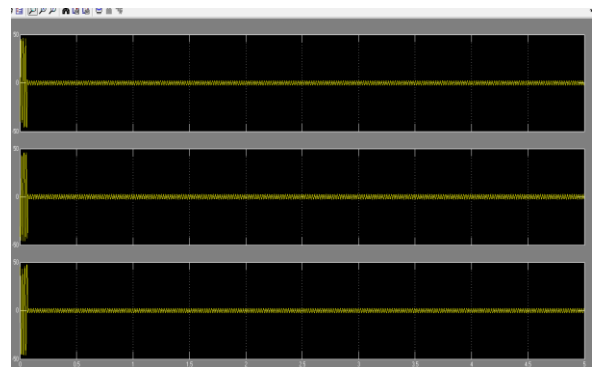


Рис. 2. График изменения напряжения

Таким образом, была разработана математическая модель и проведена верификация данной модели численным методом. В дальнейшем предполагается использование данной модели сети 10 кВ для моделирования работы электронных интеллектуальных устройств согласно стандарту МЭК 61850.

Список литературы

- [1] Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7-е, 2001 – 2004 гг.
- [2] Пупков К.А. Моделирование и испытание систем автоматического управления: учеб. пособие. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2012.
- [3] <http://MatLab.ru>
- [4] Мокеев А.В. Новое поколение интеллектуальных электронных устройств для цифровой подстанции // Информатизация и системы управления в промышленности. – 2013. – № 3(45).
- [5] Булычев А.В., Козлов В.Н. Распределенная адаптивная защита от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью // Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России РЕЛВАЭКСПО-2013: сб. тез. докл. 2-й Междунар. науч.-практ. конф и выставки. – С. 22–23

Пассивная оптическая сеть сбора и передачи информации на объектах электроэнергетики

И.Н. Лизунов, А.Н. Фунт

Казанский государственный энергетический университет
Казань, Россия
funt1993@bk.ru

Системы производства и распределения электрической энергии требуют постоянного и надежного контроля за их состоянием и качеством вырабатываемой и транспортируемой электрической энергии, ее рациональным использованием. Сложившиеся сегодня на практике способы организации каналов связи ССПИ не являются оптимальными или по надежности и скорости передачи данных, или по стоимости оборудования и затратам на монтажные работы и эксплуатацию ССПИ на ЭУ. Исходя из многолетнего опыта работы по развертыванию и обслуживанию ССПИ на объектах электроэнергетики, а также анализа современного состояния и перспектив телекоммуникационных технологий, нами предложено использование в качестве ССПИ на ЭУ надежных и уже получивших практический опыт применения технологий волоконно-оптической системы связи на основе пассивной оптической сети. При рассмотрении возможностей использования волоконно-оптической системы связи на основе пассивной оптической сети было выяснено, что при этом достигается экономия оптоволокна (одномодовое оптическое волокно), отсутствуют промежуточные активные узлы (коммутаторы с SFP-модулями), достигаются значительная экономия оптических приемопередатчиков в центральном узле (SFP-модулей) и удобство обслуживания (подключение, отключение или выход из строя одного или нескольких абонентских узлов не сказывается на работе остальных) сетей. Благодаря внедрению пассивных оптоволоконных информационных шин будет достигнуто снижение капитальных вложений и издержек при проектировании, развертывании и обслуживании ССПИ для современных систем автоматизации на объектах энергетических и промышленных предприятий за счет исключения наиболее дорогостоящих элементов в ССПИ, а также увеличения скорости передачи и надежности работы каналов связи ССПИ на объектах электроэнергетики.

Ключевые слова: оптоволокно, пассивные оптоволоконные информационные шины, пассивная оптическая сеть.

Passive optical network collecting and transmitting information on objects of electric power industry

I.N. Lizunov, A.N. Funt

Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russia
funt1993@bk.ru

Systems of production and distribution of electrical energy require a constant and reliable monitoring of their condition and quality of the generated and transported electric energy and its rational use. Current practice on ways of organizing communication channels SCTI are not optimal or in terms of reliability and data rate, or cost of equipment and installation costs and operation of the SCTI on the PP. Based on years of experience in the deployment and maintenance of data acquisition and transmission system for electric power facilities, as well as analysis of the current state and prospects of telecommunication technologies, we propose the use of as the SCTI power plant for reliable and already gained practical experience in the application of technologies of fiber-optic communication systems based on passive optical network. When considering the use of fiber optic communications systems based on passive optical network it was found that the achieved saving of optical fiber (sm optical fiber), there are no intermediate active nodes (switches with SFP modules), achieved significant savings of optical transceivers in the Central node (SFP modules), and serviceability (connecting, disconnecting or malfunction of one or more subscriber nodes does not affect the operation of other) networks. Through the introduction of passive fiber-optic information tires will be achieved reducing capital investments and costs when designing, deploying and maintaining ICTs for modern automation systems at the facilities of power and industrial enterprises by eliminating the most expensive items in the DCTs, as well as increase the speed of transfer and reliability of communication channels SCTI at electric power facilities.

Keywords: fiber optics, passive fiber-optic data line, a passive optical network.

1. ВВЕДЕНИЕ

Системы коммуникации играют большую роль в производственной, технологической и управленческой деятельности предприятий электроэнергетики.

Важным элементом телемеханических систем являются системы сбора и передачи информации (ССПИ) [1].

Система сбора и передачи информации (ССПИ) выполняет следующие функции:

- сбор, первичная обработка и контроль текущей аналоговой информации о режимных параметрах электрической сети;
- сбор, обработка и контроль текущей дискретной информации о состоянии схемы соединений и оборудования подстанции;
- дистанционное управление коммутационными аппаратами;
- оперативный контроль и визуализация текущего режима и состояния оборудования подстанции;
- интеграция устройств подсистем (РЗА, ПА, РАС), обеспечение информационной безопасности.

На данный момент в электроустановках различных классов напряжения электросетевых и промышленных предприятий используются две основные технологии для организации ССПИ:

- на основе прокладываемых внутри объектов медных интерфейсных кабелей для каждой реализуемой в нем системы автоматизации отдельно (АСКУЭ, АСУТП, мониторинг РЗА и ПА, системы ТМ), причем такие линии связи имеют низкую помехоустойчивость, обусловленную влиянием сложной электромагнитной обстановки на ЭУ, а также низкую скорость передачи данных и высокие затраты на монтажные и пуско-наладочные работы;
- на основе организуемого оптического кольца, что значительно повышает стоимость таких систем, прежде всего, из-за высокой стоимости коммуникационного оборудования с оптическими интерфейсами, а также из-за устанавливаемого дополнительного, зачастую импортного, коммутирующего оборудования в отсеках РЗА

При сравнении существующих методов канализации информации в ССПИ можно сделать вывод, что в настоящее время все более актуальным становится использование линий связи на основе оптоволокна (ВОЛС) [2]. Это связано с повышением требований к пропускной способности каналов связи, скорости передачи данных по этим каналам, а также с ужесточением требований к электромагнитной совместности на энергетических объектах. Однако значительным недостатком данного способа канализации, по сравнению с медными интерфейсными кабелями, является высокая стоимость коммутирующего оборудования, а также сложность пуско-наладочных работ.

II. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ PON

Основными преимуществами применения технологии PON ((G)EPON, GPON) являются:

- эффективное использование волокна при переходе с медной на оптическую инфраструктуру в сетях доступа;
- перспективность волоконно-оптической инфраструктуры с пассивным ветвлением в смысле операционных расходов на поддержание работоспособности сети доступа;

- перспективность полностью оптических сетей доступа в смысле неограниченности полосы пропускания.

Сети на основе GPON или EPON обеспечивают все современные сервисы, включая аналоговый сигнал КТВ. При этом у абонента установлено всего одно мульти-сервисное устройство с мониторингом и управлением из операторского центра управления сетью.

К недостаткам PON-систем можно отнести:

- более высокую стоимость решения по сравнению с ADSL и дешевыми решениями Ethernet (имеется в виду использование простых коммутаторов, не обеспечивающих высокого уровня надежности, без возможности управления трафиком и поддержания необходимого уровня качества предоставления услуг);
- необходимость строительства новой оптической инфраструктуры до абонента (не все операторы обладают знаниями и технологиями, и поэтому не все готовы подводить оптику до квартиры абонента);
- определенные технологические особенности, усложняющие поиск обрывов сети;
- несовместимость оборудования различных производителей.

Разработка технологий 10G PON и WDM-PON призвана решить вопрос с ограничением количества выделяемого трафика. С введением данных стандартов увеличится скорость до абонента и количество подключаемых абонентов на один порт.

III. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ В МИРОВОМ МАСШТАБЕ

Наиболее распространенным способом подключения к ШПД в мире является технология xDSL, на чью долю приходилось 62 % подключений (369,9 млн). На технологию FTТх приходится 15 % подключений (87,7 млн). Около 5 % ШПД-подключений в мире были реализованы по технологии DOCSIS. Количество FTТН (GPON) подключений в мире по состоянию на I квартал 2012 г. составило 16,5 млн (3 % от всех ШПД-подключений).

В мире не существует технологии ШПД в Интернет, которая была бы однозначно признана наиболее эффективной. Традиционные операторы во многих странах до сих пор эксплуатируют медные сети доступа с технологией асинхронной передачи данных семейства ADSL. Среди оптических сетей доступа предпочтения по технологиям в разных странах могут диаметрально отличаться.

IV. РЕАЛИЗОВАННЫЙ ОПЫТ ПОСТРОЕНИЯ СЕТЕЙ GPON В РОССИИ

В последние несколько лет цена на оборудование значительно упала, что позволило Ростелеком ещё в 2011 г. начать активное строительство сетей GPON в Санкт-Петербурге и Москве. 2013 г. стал стартовым годом массового развития GPON в России [3].

Предпосылками для развертывания полномасштабной сети GPON стало то, что она рассматривалась, согласно технической политике [4], как один из перспективных подходов к построению сетей доступа. Технология GPON

не имеет свойственных технологии ADSL ограничений по скорости, из-за которых эта технология не может считаться долгосрочным широкополосным решением. Преимущество сетей GPON в том, что они используются не только для предоставления доступа в Интернет, но и для большого количества традиционных услуг, таких как построение корпоративных сетей, передача голоса и видео. В настоящее время возникла необходимость предоставления услуг со скоростью доступа 25 Мбит/с и более.

В качестве одной из задач развития сетей доступа перед ОАО «Ростелеком» стояла необходимость обеспечения развития сетей по технологии GPON с целью формирования общего подхода к построению сетей ШПД филиалов ОАО «Ростелеком», использования единых схем построения сетей доступа по технологии GPON и применения однотипного оборудования [5].

У. ВЫВОДЫ

По результатам исследований [4] можно сделать вывод, что Россия находится в начальной стадии развития GPON и по сценарию технологического развития повторяет глобальные международные тренды. Проникновение технологии GPON в России по итогам III квартала 2012 г. не превышало 2 % домохозяйств, соответственно потенциал развития достаточно велик. Преимущества стандарта GPON по сравнению с другими разновидностями технологий ШПД были неоспоримы уже с момента его утверждения в 2003 г. Основным барьером для роста была высокая цена активного оптического

оборудования. В последние несколько лет цены на стационарные приемопередатчики и абонентские оптические модемы заметно снизились, благодаря чему к началу 2017 г. количество российских пользователей GPON приблизится к 6 млн, то есть за семилетку увеличится почти в 75 раз.

Такой темп эволюции будет обусловлен в первую очередь строительством сетей GPON, которое начали крупнейшие операторы связи «Ростелеком» и МГТС. Вторым фактором, стимулирующим распространение GPON, является повышение привлекательности этой технологии ШПД для абонентов, которая обуславливается ожидаемым пользователями (и обещаемым разработчиками) введением в GPON дополнительных сервисов и интерфейсов.

Список литературы

- [1]. СТО 70238424.17.220.20.005-2011. Системы связи для сбора и передачи информации в электроэнергетике. Условия создания. Нормы и требования.
- [2]. Меккель А.М. Технологии пассивной оптической сети. – М.: Фотон-Экспресс, 2013. – С. 69–74.
- [3]. Бирин Д.А. Развитие и безопасность пассивных оптических сетей.
- [4]. Режим доступа: <http://megafon-audio.ru/gpon-что-такое-i-schem-edyat/>.
- [5]. Техническая политика проектирования и строительства сетей доступа GPON в ОАО «Ростелеком» (Редакция 1).

Хронолог событий сложных аварийных отключений ВЛ 110–500 кВ

А.И. Марутов

Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»,
филиал «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга»
Пятигорск, Россия
marutovai@yug.so-ups.ru

В определённых районах энергосистемы ОЭС Юга (горные районы, например, Дагестанской ЭС, Карачаево-Черкесской ЭС и др.) случаются сложные веерные отключения линий электропередач. При этом анализировать такие отключения, которые приводят к отключению большого количества ВЛ, достаточно сложно (ещё и учитывая не оснащённость энергообъектов регистраторами аварийных событий (РАС)). Анализ отключений производится по: осциллограммам аварийных событий с помощью РАС различных фирм-производителей, информации с электронного журнала, схемам ОИК, картам уставок, руководствам по эксплуатации и др. Исследование проведено для линий электропередач 110 кВ Дагестанской энергосистемы ОЭС Юга, в которой 21.11.2015 в 19:57 произошли массовые отключения (около 60 МВт потребителей). Произведён подробный анализ этих отключений с формированием дискретов включения и отключения всех отключаемых ВЛ 110 кВ на одной временной диаграмме. Совместно со службой АСДУ ОДУ Юга ведётся работа по созданию программы для упрощения анализа сложных аварийных событий, благодаря которой можно в режиме временных интервалов отслеживать состояние (включённое/отключённое) оборудования и срабатывание защит в каждый момент времени на линейке времени и, что важно, на одной картинке определённого энергорайона, в котором произошли массовые отключения. Результаты исследования и описанная в этой статье идея могут применяться диспетчерскими центрами (ДЦ), а конкретно службами релейной защиты и автоматики, осуществляющими анализ аварийных отключений, что упростит расследование причин аварий, а также подготовку аварийных донесений в диспетчерских центрах (ДЦ).

Ключевые слова: хронолог аварийных событий, comtrade, регистратор аварийных событий (РАС), внутренний регистратор аварийных событий в МП-терминале.

Chronology of events complex emergency shutdown of HVL 110-500 kV

Andrey Marutov

«System Operator of the United Power System» JSC,
United dispatching power systems of the South
Pyatigorsk, Russian Federation
marutovai@yug.so-ups.ru

In certain areas of the South UES power system (mountainous areas, for example, Dagestan ES, Karachaevo-Cherkessia ES) happen difficult rolling blackouts of power lines. At the same time, to analyze such tripping, which lead to the shutdown of a large amount of overhead lines is quite difficult (and even considering is not equipped with of energy facility accident event recorder (AER)). Trip analysis is performed by: oscillograms of the emergency event using AER various manufacturers, the information from the electronic journal, the OIC schemes, the setting card, manuals, etc. The study was conducted for the power lines of 110 kV power systems UES of South Dagestan, where 21.11.2015 at 19-57 there were massive trip (about 60 MWt of consumers). Produced a detailed analysis of these trips with the formation of a discrete activation and deactivation of disconnected overhead lines of 110 kV in one timeline. Together with the service automated dispatching and technological control system Unified Dispatch Control of Energy systems of the South work is underway to establish a program to simplify the analysis of complex emergency events, thanks to which it is possible in the slot mode to monitor the status (enabled / off) equipment and the protection is activated at any one time on the timeline and what is important to one picture of a certain energy region in which the mass shutdown occurred. The results of the research and described the ideas in this article can be applied dispatch centers (DC) and specifically services of relay protection and automation, to analyze emergency shutdowns, which will facilitate investigation into the causes of accidents and the preparation of emergency reports dispatch center (DC).

Keywords: chronology of emergency events, comtrade, accident event recorder (AER), an internal accident event recorder in the MP-terminal.

I. ВВЕДЕНИЕ

В связи со сложностью рассматриваемого массового отключения ЛЭП в Дагестанской ЭС, о котором сказано в аннотации, и ограничением по объёму статьи, для лучшего понимания сути разрабатываемого приложения рассмотрен упрощённый анализ отключения нескольких ЛЭП.

Основной задачей создания хронолога событий сложных аварийных отключений ВЛ 110–500 кВ (далее – «Хронолог аварийных событий») является анализ данных событий при массовых отключениях ЛЭП. Такие отключения бывают в определённых районах энергосистемы ОЭС Юга – сложные веерные отключения линий электропередач, связанные с природными явлениями в горных районах, например, Дагестанской ЭС, Карачаево-Черкесской ЭС и др., с неправильными переключениями и многими другими факторами. При этом анализировать такие события, которые приводят к отключению большого количества ЛЭП, достаточно сложно (ещё и учитывая не оснащённость энергообъектов регистраторами аварийных событий (РАС)). Анализ отключений производится по: осциллограммам аварийных событий с помощью РАС различных фирм-производителей, информации с электронного журнала, схемам ОИК, картам уставок, руководствам по эксплуатации и др.

II. СОЗДАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ «ХРОНОЛОГ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ»

Поскольку внутренние форматы, в которых обрабатывают и анализируют аварийные осциллограммы программы от разных производителей сильно различаются между собой, был создан универсальный текстовый формат записи аварийной электротехнической информации COMTRADE [1], для того чтобы любая программа отображения и анализа осциллограмм могла пользоваться данными, зарегистрированными на устройстве любого стороннего производителя и обработанными программой от какой-либо сторонней группы разработчиков, и предоставлять программам других разработчиков возможность пользоваться теми данными осциллограмм, которые она использует.

Возможны два варианта создания «Хронолога аварийных событий». Первый вариант: со всех энергообъектов имеются файлы-осциллограммы с регистраторов аварийных событий. При таком варианте необходимо загружать все файлы осциллограмм в созданное приложение, котором будет создаваться один файл с дискретами срабатывания защит и дискретами включённого/отключённого оборудования, и далее интегрировать это в созданный графический редактор для пошаговой визуализации произошедшего аварийного события.

Второй вариант: из-за отсутствия осциллограмм аварийных событий с части энергообъектов, на которых произошли отключения, – ручной ввод данных в «Хронолог аварийных событий» по каждой ЛЭП на основе данных, полученных по диспетчерским каналам,

имеющимся осциллограммам с энергообъектов, картам уставок, схемам ОИК, руководствам по эксплуатации и др. {*время отключения от защит, уставки времени АПВ, успешность АПВ и комментарий работы устройств РЗА (сработавшие защиты с их оценками действия: правильное, неправильное срабатывание – излишнее, ложное или отказ срабатывания, допущенное срабатывание и работа АПВ (успешное, неуспешное))*}.

Предлагаю на начальном этапе рассмотреть второй вариант создания приложения с ручным вводом данных с дальнейшим переходом на первый вариант (в перспективе наличия файлов осциллограмм с каждого энергообъекта согласно Стандарту организации «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (СТО 59012820.29.020.006-2015 [2]), п. 3.1: автономные РАС должны устанавливаться на объектах электроэнергетики высшим классом напряжения 110 кВ и выше, за исключением объектов электроэнергетики, не оборудованных выключателями на стороне 110–220 кВ, а также тупиковых и отпаечных подстанций (в настоящее время на большинстве объектах 110–220 кВ РАС отсутствуют).

III. ПРИМЕР РАБОТЫ «ХРОНОЛОГА АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ»

При однофазном КЗ на землю на ВЛ 110 кВ А–Б-линия отключилась действием устройств РЗА:

- на ПС 110 кВ А: 1 ступень ТЗНП (2500 А, 0,1 с) / время отключения выключателя В1: $0,1 + 0,04 = 0,14$ с / АПВ (ОН_л, КС 4 с) успешное;
- на ПС 110 кВ Б: 2 ступень ТЗНП (1600 А, 2,1 с) – **отказ**, СВ-110 не отключился;
- КЗ было ликвидировано действием резервных защит смежной ЛЭП 110 кВ по условию дальнего резервирования, отключилась ВЛ 110 кВ Б–В;
- на ПС 110 кВ В: 3 ступень ТЗНП (1250 А, 2,5 с), АПВ не успешное (ОН_л, КС 3,5 с, при включении от АПВ работала 3 ступень ТЗНП по цепям АУ (0,1 с)) / время отключения выключателя В2: $0,1 + 0,04 = 0,14$ с /.

Одновременно с ВЛ 110 кВ А–Б отключилась ВЛ 110 кВ А–Г **излишним** действием ДФЗ на ПС 110 кВ А / время отключения выключателя В3: $0,06 + 0,08 = 0,14$ с / АПВ не было – **отказ**.

На рис. 1 показана динамика аварийного события в различные моменты времени с отображением состояния оборудования и оценкой работы РЗА.

IV. УПРОЩЁННЫЙ АЛГОРИТМ РАБОТЫ «ХРОНОЛОГА АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ»

На рис. 2 показан упрощённый алгоритм работы создаваемого приложения.

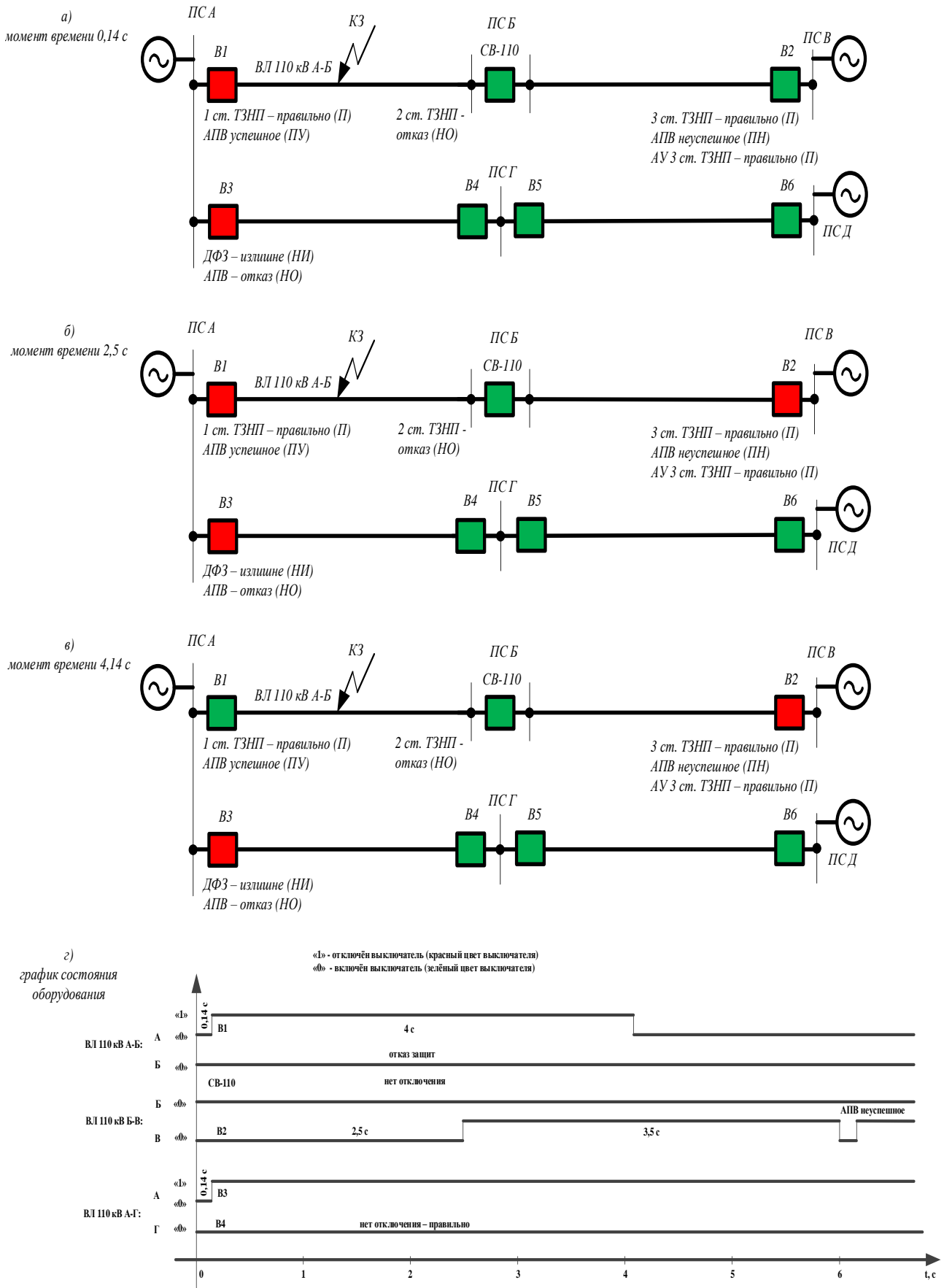


Рис. 1. Динамика аварийного события в различные моменты времени с отображением состояния оборудования и оценкой работы РЗА

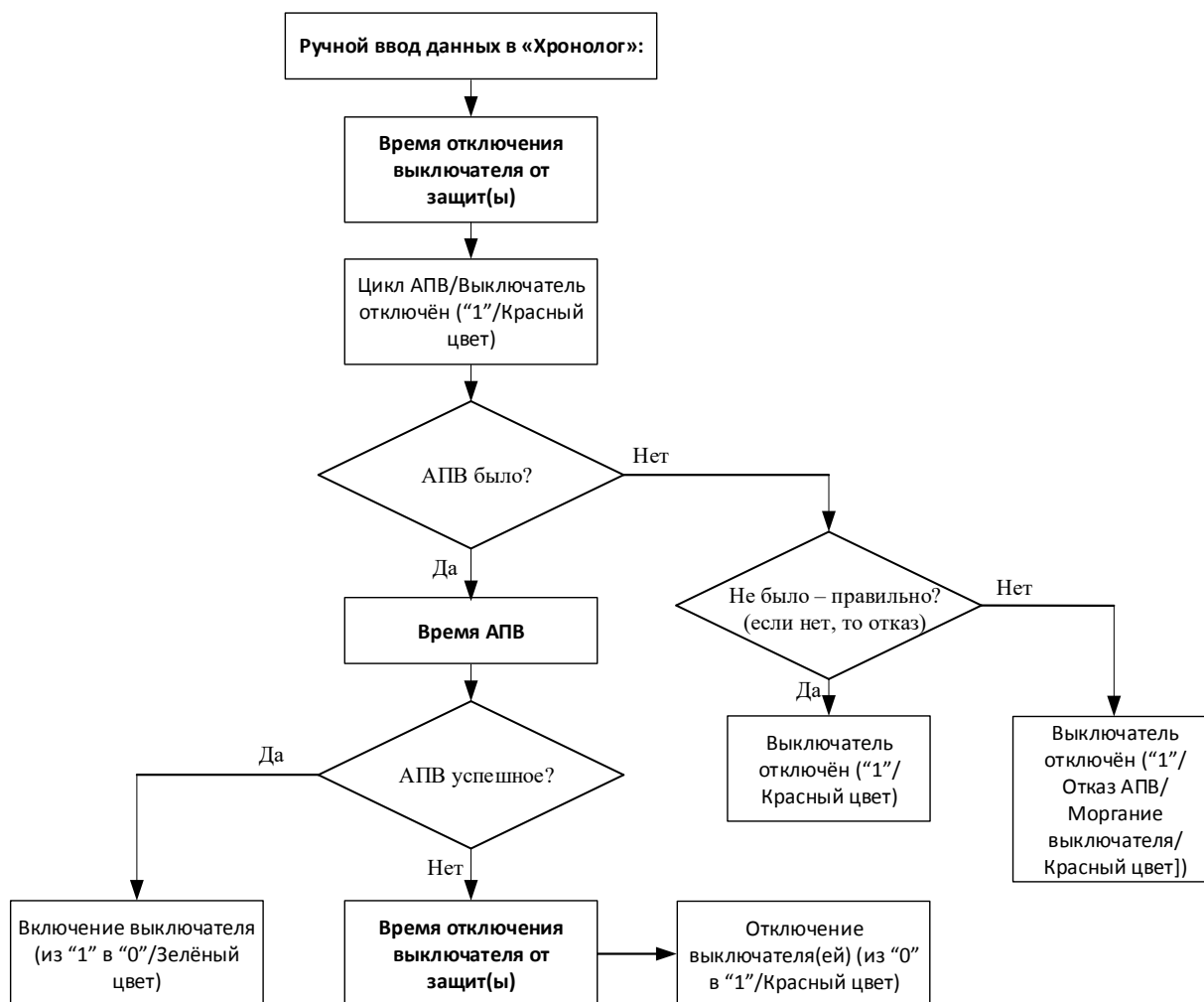


Рис. 2. Упрощённый алгоритм работы «Хронолога аварийных событий»

V. ПОЛУЧЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

1. Возможность создания схемы отключённого энергорайона (упрощённая схема для анализа, которая чертится с помощью графического редактора приложения «Хронолог аварийных событий»).

2. Визуализация динамики произошедшего аварийного события на схеме с отображением включённого/отключённого положения выключателей и записью комментария работы устройств РЗА на каждом энергообъекте (сработавшие защиты с их оценками действия: правильное, неправильное срабатывание – излишнее, ложное или отказ срабатывания, допущенное

срабатывание и работа автоматического повторного включения АПВ (успешное, неуспешное)). Разработано техническое задание для службы АСДУ ОДУ Юга и ведётся работа по созданию приложения.

Список литературы

- [1] IEC 60255-24:2013. Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems.
- [2] СТО 59012820.29.020.006-2015. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования.

Ускорение ступенчатых защит линий 110–220 кВ без использования каналов связи

И.В. Матвеев

Филиал АО «СО ЕЭС», Приморское РДУ
Владивосток, Россия
miv@prim.so-ups.ru

Предложен простой способ ускорения отключения повреждения на линиях 110–220 кВ, не оборудованных быстродействующими защитами. Даны рекомендации по выбору параметров настройки, приведен опыт эксплуатации.

Ключевые слова: релейная защита, линия электропередачи, ступенчатые защиты, ускорение.

Lines 110–220 kV step protection acceleration without link

Igor Matveev

«System Operator of the United Power System», Joint-stock Company
Vladivostok, Russian Federation
miv@prim.so-ups.ru

Simple way of faults switch off acceleration on 110–220 kV power lines without fast protection is offered. The recommendations on the choice of settings and service experience are shown.

Keywords: relay protection, power lines, step protections, acceleration.

I. ВВЕДЕНИЕ

В электрических сетях 110–220 кВ значительное число линий электропередачи (ЛЭП) не оборудовано быстродействующими защитами, действующими на отключение без замедления [1]. Время ликвидации повреждения на этих линиях ступенчатыми защитами может быть значительным даже с учетом каскадного действия. При этом установка быстродействующих защит связана со значительными финансовыми затратами из-за необходимости организации канала связи.

В то же время в ряде случаев возможно ускорение ступенчатых защит после отключения выключателя с противоположного конца транзитной ЛЭП, выявленного без использования канала связи по косвенным признакам. Имея в виду тот факт, что подавляющее большинство повреждений на воздушных линиях составляют однофазные замыкания на землю и двухфазные короткие замыкания (КЗ) [2], признаком отключения выключателя с противоположной стороны линии может быть факт исчезновения тока в неповрежденных фазах.

II. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

При возникновении короткого замыкания на ЛЭП, оборудованной только комплектом ступенчатых защит (КСЗ), повреждение может быть ликвидировано в следующем порядке:

- с одного конца линии первой ступенью (дистанционной защиты – ДЗ или токовой защиты нулевой последовательности – ТЗНП) без выдержки времени;

- с противоположной стороны – также первыми ступенями, в результате возникновения каскадного режима, либо вторыми ступенями защит с выдержкой времени (как правило, 0,3 – 0,8 с). Следует также отметить, что при замыкании со значительным переходным сопротивлением повреждение может быть ликвидировано с еще большим временем.

При этом после отключения выключателя с одной из сторон ЛЭП токи неповрежденных фаз на противоположной стороне снижаются до уровня емкостных.

В этой связи для ускорения ликвидации повреждения предлагается использовать автоматическое токовое ускорение ступенчатых защит по факту выявления отключения линии с противоположной стороны, признаком которого является исчезновение тока хотя бы в одной из фаз.

Следует сразу очертить область возможного применения предлагаемого токового ускорения: двухконцевые транзитные линии без отпаечных подстанций.

Также необходимо отметить, что предлагаемое ускорение не способно заменить собой быстродействующие защиты, а является лишь дополнительной функцией КСЗ, способной сократить общее время ликвидации повреждения в ряде случаев.

Структурная схема алгоритма токового ускорения представлена на рис. 1.

Среди измеренных действующих значений фазных токов выбирается минимальный, затем текущее значение

минимального из токов сравнивается с уставкой по минимальному току. Элемент задержки восходящего фронта DT1 служит для исключения срабатывания ускорения при краткосрочных переходных режимах, задержка DT2 служит для ограничения времени ввода автоматического токового ускорения.

Логику работы алгоритма можно проиллюстрировать на осциллограмме реального короткого замыкания, произошедшего на одной из ЛЭП 110 кВ энергосистемы Приморского края, оборудованной лишь набором ступенчатых защит. Порядок работы алгоритма представлен на рис. 2.

Короткое замыкание фазы В на землю происходит в момент времени, обозначенный цифрой 1 на осциллограмме, через примерно 0,1 с происходит отключение линии с противоположного конца первой ступенью ТЗНП – момент времени 2, при этом ток по неповрежденным фазам снижается практически до нуля. Спустя выдержку времени таймера DT1 срабатывает токовое ускорение, время ввода ускорения ограничивается уставкой таймера DT2. При отсутствии токового ускорения, несмотря на возникновение каскадного режима, повреждение ликвидируется спустя еще около 0,65 с второй ступенью ТЗНП – момент 3.

Токовое ускорение предлагается применять для тех ступеней дистанционных и токовых защит, которые обладают достаточной чувствительностью при повреждении в конце защищаемой линии в каскадном режиме. Аналогичные требования предъявляются при выборе ступеней, автоматически ускоряемых при включении выключателя. Как правило, это третья ступень токовой защиты нулевой последовательности и вторая ступень дистанционной защиты.

Применительно к описанному выше случаю, в результате применения токового ускорения КЗ могло бы быть

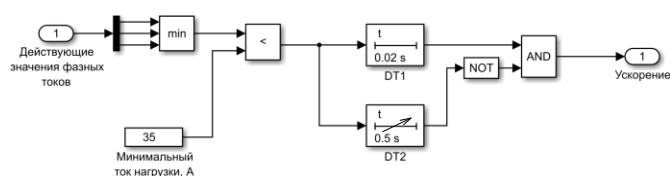


Рис. 1. Модель алгоритма автоматического токового ускорения

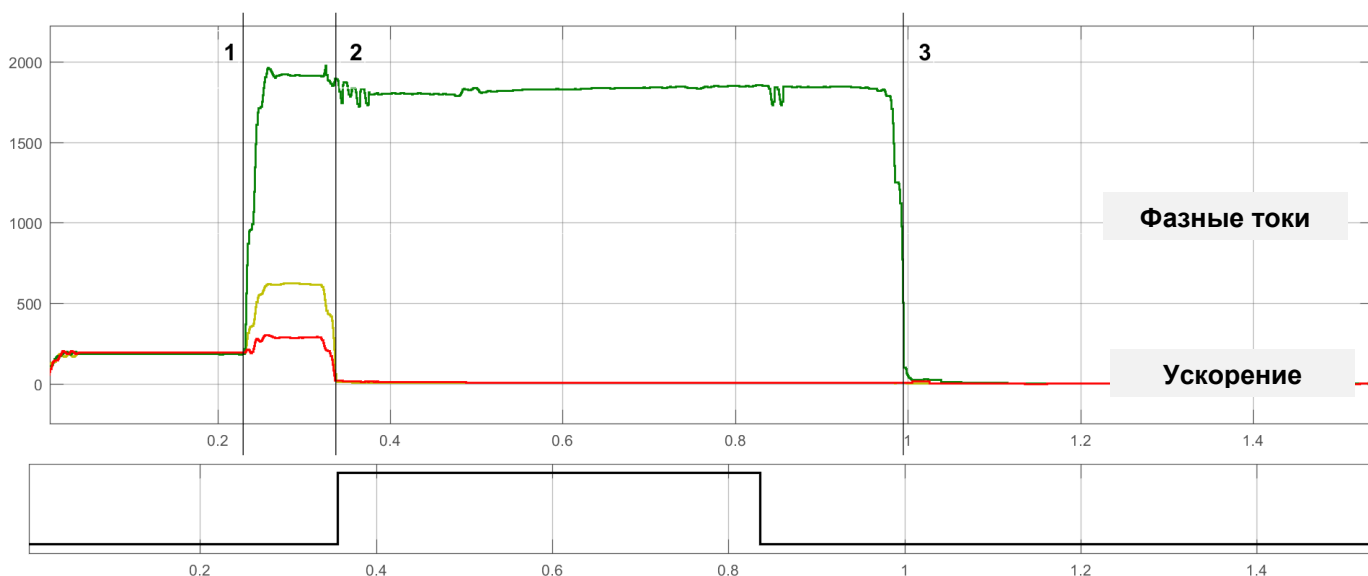


Рис. 2. Демонстрация работы автоматического токового ускорения

отключено со всех сторон с меньшим временем (менее 0,2 с).

При двухфазных замыканиях представленная логическая схема работает аналогичным образом. Очевидно, что при трехфазном КЗ токовое ускорение работать не будет по принципу действия.

III. ВЫБОР УСТАВОК

Ключевым параметром настройки – уставкой алгоритма – является значение минимального тока нагрузки. Эта величина должна выбираться меньше минимально допустимого тока нагрузки по линии. В то же время она должна быть больше емкостного тока ЛЭП. Емкостной ток может быть рассчитан по [3], выбран по справочным данным [4], либо могут быть использованы укрупненные удельные значения: 0,2 А/км для линий 110 кВ и 0,4 А/км для линий 220 кВ.

Выдержка времени DT1 – нерегулируемая, равная 0,02 с, значение задержки DT2 должно быть достаточным для срабатывания защит и отключения выключателя в случае повреждения в защищаемой зоне, но меньше выдержки времени автоматического повторного включения (АПВ), так как к моменту АПВ КСЗ должен быть ускорен логикой автоматического ускорения при включении выключателя.

IV. АНАЛИЗ РАБОТЫ УСКОРЕНИЯ

Проанализируем поведение алгоритма токового ускорения в характерных схемно-режимных условиях. Во всех случаях принимаем, что линия оборудована только ступенчатыми защитами, короткое замыкание – однофазное на землю, время работы первых ступеней защит равно 0,3 с для наглядности.

А. КЗ в защищаемой зоне, внешнее КЗ

В нормальном режиме по транзиту А–В–С протекают нагрузочные токи, КЗ возникает в точке К на линии А–В (вблизи ПС «В»), рис. 3. Повреждение попадает в зону действия первой ступени ТЗНП ПС «В» по ЛЭП «А–В», защита работает с выдержкой времени 0,3 с, действуя на отключение выключателя № 2. Отметим, что:

- на ПС «А» для защит ЛЭП «А–В» повреждение остается в зоне действия ускоряемых ступеней, а ток по неповрежденным фазам после отключения выключателя № 2 снижается до емкостного, работает токовое ускорение. В результате работы ускоренных ступеней отключается выключатель № 1, повреждение ликвидировано;
- на ПС «С» в защитах в сторону ЛЭП «В–С» при КЗ и после отключения выключателя № 2 токовое ускорение не работает, так как из-за нагрузки на ПС «В» ни в одной из фаз действующее значение тока не снижается ниже уставки.

В. Обрыв фазного провода

В нормальном режиме по транзиту А–В–С протекают нагрузочные токи, на линии «А–В» происходит обрыв провода фазы А без короткого замыкания, рис. 4. Из-за снижения уровня тока в одной из фаз происходит пуск токового ускорения:

- на ПС «А» защиты ЛЭП «А–В»;
- на ПС «В» защиты ЛЭП «А–В».

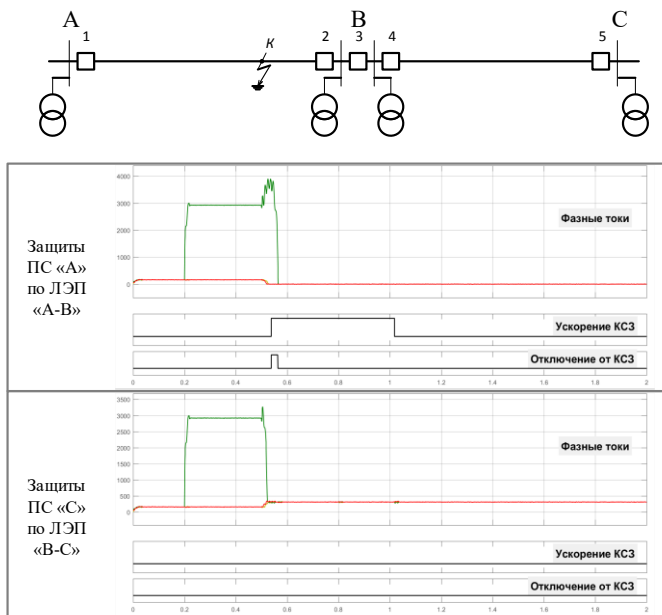


Рис. 3. Анализ работы ускорения при КЗ в защищаемой зоне

Ускорение на обоих объектах вводится на время DT_2 , после чего блокируется. Только в случае одновременного возникновения внешнего повреждения в течение времени ввода токового ускорения возможна излишняя работа защит на ПС «А».

С. Отпаечная подстанция

На линии «А–С» имеется отпаечная подстанция «В». Повреждение возникает в точке К на участке В–С, ближе к ПС «С», в зоне действия первых ступеней защит (рис. 5). Со стороны ПС «С» действием первых ступеней происходит отключение выключателя № 3 с временем 0,3 с. При этом токовое ускорение на ПС «А» не работает ввиду наличия нагрузочных токов, обусловленных отпаечной ПС «В».

V. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

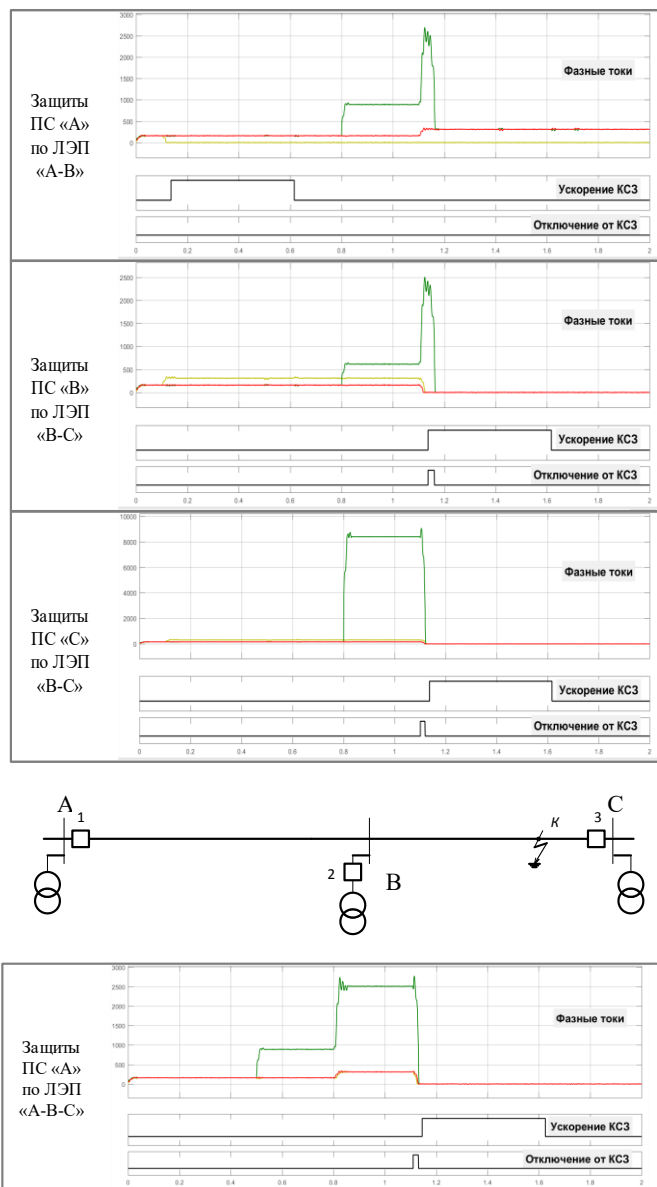
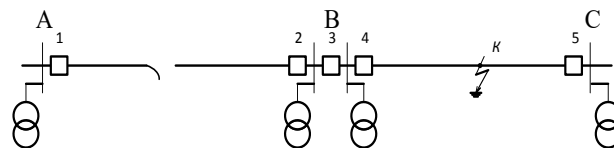


Рис. 5. Анализ работы ускорения при внешнем КЗ

В энергосистеме Приморского края на двух объектах в панелях защит типа ЭПЗ-1636 по трем ЛЭП было реализовано упрощенное автоматическое токовое ускорение, действующее по цепи автоматического ускорения при включении выключателя на ускорение 3 ступени ТЗНП и 2 ступени ДЗ. Ускорение было выполнено на базе двух неиспользованных токовых реле типа РТ40/Р-5 в составе панели, предназначенных изначально для логики устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Реализованная логика токового ускорения, ввиду технической ограниченности используемых аппаратных средств, значительно отличалась от описанной выше:

- контроль тока только по двум фазам;
- отсутствие таймера, ограничивающего время ввода ускорения, в результате чего ускорение остается введенным в течение всего времени, пока отсутствует фазный ток хотя бы по одной из контролируемых фаз;
- ограниченность диапазона регулирования тока срабатывания реле РТ40/Р-5.

Из-за обозначенных упрощений была возможна ситуация, когда ввиду ограниченного диапазона регулирования реле и малого тока нагрузки ускорение вводилось без отключения выключателя противоположной стороны линии и в дальнейшем не блокировалось. В этой ситуации при возникновении внешнего КЗ возможна излишняя работа защит.

Несмотря на перечисленные недостатки, десятилетний опыт эксплуатации показал эффективность применения токового ускорения. От его применения пришлось отказаться только при реконструкции объектов и установке микропроцессорных терминалов быстродействующей релейной защиты.

В современных микропроцессорных устройствах защиты, применяемых в энергосистеме Приморского края, производителями подобная логика не предлагается. Тем не менее, в некоторых устройствах РЗА, например серии Siprotec производства компании Siemens, алгоритм автоматического токового ускорения может быть реализован с помощью так называемой гибкой логики, без изменения базовой логики защиты [5].

Математическая модель автоматического токового ускорения была реализована в среде математического моделирования MATLAB Simulink [6, 7]. Также были созданы вспомогательные программные средства,

позволяющие использовать для анализа работы модели архивные осциллограммы, записанные регистраторами аварийных событий различных производителей в универсальном формате COMTRADE [8].

Анализ работы модели на значительном количестве реальных аварий показывает перспективу широкого использования токового ускорения при отсутствии быстродействующих защит линий, необходимость разработки рекомендаций к применению данного вида ускорения.

Список литературы

- [1] Правила устройства электроустановок (ПУЭ-7). – 7-е изд. – М.: Юрайт, 2007. – 399 с.
- [2] Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
- [3] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.
- [4] Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- [5] Руководство по эксплуатации «Siprotec»: Дистанционная защита 7SA522 (версия 4.70).
- [6] Руководство по эксплуатации «Matlab R2015b – система математического моделирования». The MathWorks, 2015.
- [7] Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – Санкт-Петербург: Питер, 2008.
- [8] IEC 60255-24(2013). Реле электрические. Часть 24. Общий формат для обмена транзитными данными (COMTRADE) в электрических сетях, МКС: 29.120.70. 148 с.

Повышение эффективности функционирования релейной защиты линии передач, оснащённой СТАТКОМ

И.С. Метелёв¹, Р.Г. Исаков¹

¹Казанский национальный исследовательский технический университет
Казань, Россия
ivan0893@mail.ru

В системе передачи электрической энергии проблема недостаточной пропускной способности в настоящий момент является наиболее актуальной, так как обусловлена практическими потребностями развивающихся энергосистем и ростом потребляемой мощности потребителей. Одним из способов повышения пропускной способности линии является применение технологии управляемых гибких электропередач переменного тока, или, в соответствии с IEEE, Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS). Одним из ключевых элементов такой системы является СТАТКОМ – статический синхронный компенсатор, который может управлять потоком реактивной мощности.

Ключевые слова: релейная защита, FACTS, СТАТКОМ, RTDS, пропускная способность.

Improving the functioning of relay protection of transmission line with STATCOM

I.S. Metelev¹, R.G. Isakov¹

¹Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev
Russia, Kazan
ivan0893@mail.ru

Problem of insufficient line capacity is one of the most relevant in the power transmission system because of practical needs of developing power systems and increasing of the power consumptions. One way to increase line capacity is use of Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS), and one of the key elements of such system is STATCOM – static synchronous compensator, which can control the power flow of reactive power.

Keywords: relay protection, FACTS, STATCOM, RTDS, line capacity.

1. ПРИНЦИП РАБОТЫ СТАТКОМА

Согласно IEEE, СТАТКОМ можно определить как статический синхронный генератор, работающий в качестве параллельного компенсатора реактивной мощности, чей емкостной или индуктивный ток может быть изменён независимо от напряжения системы переменного тока [1]. СТАТКОМ аналогичен идеальной синхронной машине, которая генерирует сбалансированный набор трёх синусоидальных напряжений с контролируруемыми амплитудами и углами фазы [2].

СТАТКОМ представляет собой устройство, в состав которого входят инвертор напряжения с емкостным накопителем на стороне постоянного тока, трансформатор связи и система управления [3].

Основным элементом является преобразователь электрической энергии, преобразующий входное постоянное напряжение в переменное на основной частоте с заданной амплитудой и управляемой фазой. Выходное переменное напряжение можно изменять, чтобы контролировать реактивную мощность системы [1].

На рис. 1, а показана силовая схема СТАТКОМа, на которой преобразователь соединён с шиной через магнитную муфту. На рис. 1, б СТАТКОМ показан как регу-

лируемый источник напряжения перед индуктивным сопротивлением. Это означает, что конденсаторы и шунтирующие реакторы не нужны для генерации и потребления реактивной энергии.

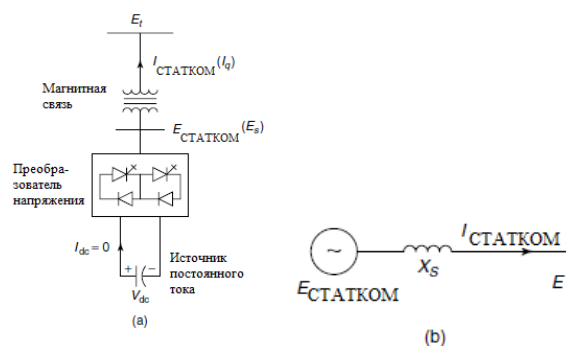


Рис. 1. СТАТКОМ: а – силовая схема; б – схема замещения

Обмен реактивной энергией между преобразователем напряжения (ПН) и системой может регулироваться при помощи изменения амплитуды трёхфазного выходного напряжения преобразователя E_s (рис. 2). Так, если амплитуда выходного напряжения больше напряжения на общей шине E , то ток протекает через индуктивный

элемент от ПН в систему и ПН вырабатывает емкостную реактивную мощность в систему. Если же амплитуда выходного напряжения меньше напряжения общей шины, то ток через индуктивный элемент течет от системы на ПН, и ПН потребляет индуктивную реактивную энергию. Если напряжения равны, то обмен реактивной энергией равен 0.

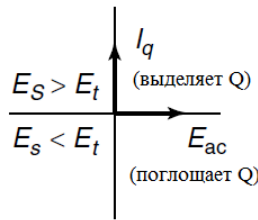


Рис. 2. Обмен мощностью

Регулировать обмен мощностью между напряжением общей шины и ПН также можно и при помощи регулирования разности фаз этих напряжений.

Простейший СТАТКОМ – 6-тактовый ПН – показан на рис. 3. Он содержит 6 полупроводниковых ключей (IGBT, IGCT или GTO) со встречно-параллельными диодами.

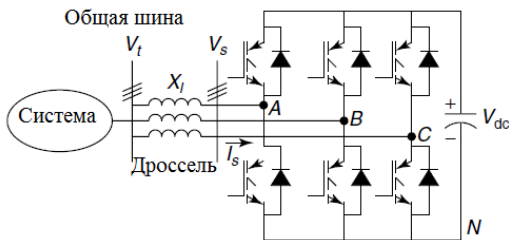


Рис. 3. Простейший 6-тактовый СТАТКОМ

В такой конфигурации, как на рисунке, IGBT-транзисторы представляют собой коммутационные устройства. С помощью источника постоянного напряжения (например, заряженного конденсатора) ПН может производить квазипрямоугольные напряжения заданной частоты.

В принципе, выходное напряжение СТАТКОМа – ступенчатое, полученное из постоянного входного напряжения с помощью соответствующих комбинаций переключателей преобразователя. Например, преобразователь, показанный на рис. 3, работает при углах либо 120°, либо 180°. Для работы при 180° одновременно работают 3 ключа; для 120° – 2 ключа. На рис. 4 показано 3-ступенчатое линейное напряжение v_{ab} вместе с опорным напряжением v_{fund} для углов 180°.

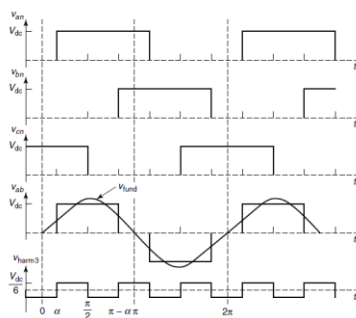


Рис. 4. Линейное выходное напряжение 6-тактового преобразователя при углах 180°

На рис. 5 показана типовая вольт-амперная характеристика (ВАХ) СТАТКОМа. Он может поддерживать как индуктивную, так и емкостную компенсацию и способен к самостоятельному контролю выходного тока через максимальный расчётный диапазон ёмкости или индуктивности независимо от напряжения системы переменного тока. Таким образом, СТАТКОМ может предоставлять полную емкостную реактивную мощность при любом напряжении системы.

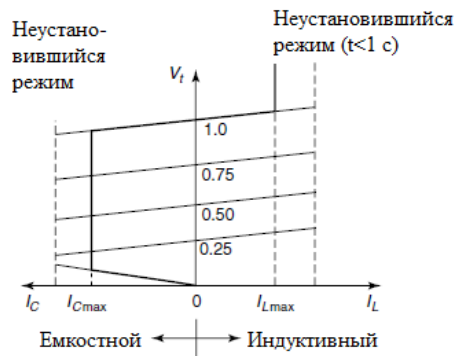


Рис. 5. ВАХ СТАТКОМа

II. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ СТАТКОМА

ПН подключается к сети через индукционную связь. В качестве такой связи может быть использован трансформатор или реактор, если устройство подключается напрямую к шинам напряжения. Схема подключения показана на рис. 6. СТАТКОМ можно представить как источник переменного напряжения с управляемой амплитудой, фазовым углом и частотой.

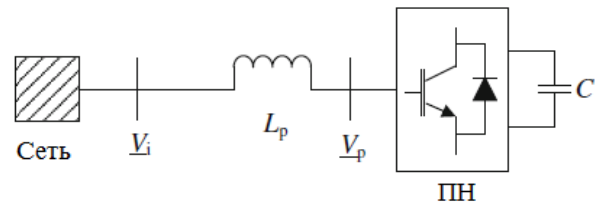


Рис. 6. Схема подключения СТАТКОМа к сети

В дальнейшем будем использовать систему относительных единиц (о.е.), в которой величины i_B и v_B – базовые и ω_B – угловая скорость при номинальной частоте:

$$\begin{aligned}
 i'_{pa} &= \frac{i_{pa}}{i_B}; & i'_{pb} &= \frac{i_{pb}}{i_B}; & i'_{pc} &= \frac{i_{pc}}{i_B}; & v'_{pa} &= \frac{v_{pa}}{v_B}; \\
 v'_{pb} &= \frac{v_{pb}}{v_B}; & v'_{pc} &= \frac{v_{pc}}{v_B}; & v'_{ia} &= \frac{v_{ia}}{v_B}; & v'_{ib} &= \frac{v_{ib}}{v_B}; \\
 v'_{ic} &= \frac{v_{ic}}{v_B}; & z_b &= \frac{v_B}{i_B}; & L'_p &= \frac{\omega_B L_p}{z_B}; & R'_p &= \frac{R_p}{z_B}; \\
 v'_{dc} &= \frac{v_{dc}}{v_B}; & i'_{dc} &= \frac{i_{dc}}{i_B}; & C' &= \frac{1}{\omega_B C z_B}; & R'_c &= \frac{R_c}{z_B}.
 \end{aligned} \tag{1}$$

А. Трёхфазная математическая модель

Схема замещения СТАТКОМа показана на рис. 7. Как упоминалось ранее, модель представляет собой

источник напряжения $(v'_{pa}, v'_{pb}, v'_{pc})$, подключенный к сети через индуктивность L'_p/ω_b и сопротивление R'_p , представляющее сопротивление цепи связи. Постоянная L'_p представляет собой относительную величину реактивного сопротивления, а относительное индуктивное сопротивление представляется как L'_p/ω_b . Ток СТАТКОМа обозначен как i'_{pc} . Цепь постоянного тока показана как источник тока (i'_{dc}) , соединённый с ёмкостью C' и сопротивлением R'_c . Сопротивление R'_c представляет потери полупроводников и цепи постоянного тока.

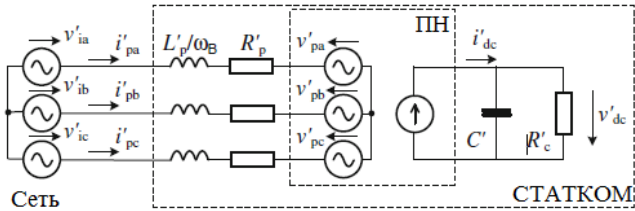


Рис. 7. Схема замещения СТАТКОМа

На основе схемы замещения можно записать дифференциальные уравнения для токов СТАТКОМа. Разница напряжений между напряжениями сети $(v'_{ia}, v'_{ib}, v'_{ic})$ и напряжениями СТАТКОМа $(v'_{pa}, v'_{pb}, v'_{pc})$ приводит к токам СТАТКОМа $(i'_{pa}, i'_{pb}, i'_{pc})$ через цепь связи:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i'_{pa} \\ i'_{pb} \\ i'_{pc} \end{bmatrix} = \frac{-R'_p \omega_B}{L'_p} \begin{bmatrix} i'_{pa} \\ i'_{pb} \\ i'_{pc} \end{bmatrix} + \frac{\omega_B}{L'_p} \begin{bmatrix} (v'_{ia} - v'_{pa}) \\ (v'_{ib} - v'_{pb}) \\ (v'_{ic} - v'_{pc}) \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Для более точного моделирования СТАТКОМа сторона постоянного тока описывается как

$$i'_{dc} = \frac{1}{\omega_B C'} \frac{dv'_{dc}}{dt} + \frac{v'_{dc}}{R'_c}. \quad (3)$$

Для описания связи между постоянным и переменным напряжениями рассматривается мгновенная мощность преобразователя напряжения. Мгновенная мощность на стороне постоянного напряжения всегда равна мощности на стороне переменного напряжения:

$$v'_{dc} i'_{dc} = v'_{pa} i'_{pa} + v'_{pb} i'_{pb} + v'_{pc} i'_{pc}. \quad (4)$$

Связь между постоянным и переменным напряжениями преобразователя может быть описана как функция переключателя (сигналы S_a, S_b, S_c), описывающая генерацию переменных напряжений из постоянных:

$$\begin{bmatrix} v'_{pa} \\ v'_{pb} \\ v'_{pc} \end{bmatrix} = k_p \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} v'_{dc}, \quad (5)$$

где коэффициент k_p зависит от типа преобразователя.

Учитывая формулы (4) и (5), можно выразить токи постоянного напряжения:

$$i'_{dc} = k_p S_a i'_{pa} + k_p S_b i'_{pb} + k_p S_c i'_{pc}. \quad (6)$$

Подставляя (6) в (3), получим полное описание постоянных токов. Таким образом, уравнения, описывающие СТАТКОМ, будут выглядеть следующим образом:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i'_{pa} \\ i'_{pb} \\ i'_{pc} \\ i'_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R'_p \omega_B}{L'_p} & 0 & 0 & \frac{-k_p \omega_B}{L'_p} S_a \\ 0 & \frac{-R'_p \omega_B}{L'_p} & 0 & \frac{-k_p \omega_B}{L'_p} S_b \\ 0 & 0 & \frac{-R'_p \omega_B}{L'_p} & \frac{-k_p \omega_B}{L'_p} S_c \\ k_p \omega_B C' S_a & k_p \omega_B C' S_b & k_p \omega_B C' S_c & \frac{-\omega_B C'}{R'_c} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i'_{pa} \\ i'_{pb} \\ i'_{pc} \\ i'_{dc} \end{bmatrix} + \frac{\omega_B}{L'_p} \begin{bmatrix} v'_{ia} \\ v'_{ib} \\ v'_{ic} \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (7)$$

III. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ НА ЗАЖИМАХ РЕЛЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ

Сопротивление на зажимах реле сопротивления можно вычислить аналитически, что даст понятие о влиянии СТАТКОМа на характеристики реле. Схема моделирования представлена на рис. 8. Сопротивление реле для трёхфазного короткого замыкания (КЗ) за СТАТКОМом можно выразить следующим образом:

$$Z_m = Z_{k1} + \frac{Z'_{lb1} \cdot X_{sh}}{Z'_{lb1} + X_{sh}} = Z_{k1} \left(1 + \frac{(2m-1) \cdot X_{sh}}{(2m-1) \cdot Z_{la1} + X_{sh}} \right), \quad (8)$$

где Z_m – сопротивление на зажимах реле; Z_{k1} – полное сопротивление прямой последовательности линии до места нахождения устройства; Z'_{lb1} – полное сопротивление прямой последовательности линии от СТАТКОМа до точки КЗ; Z_{line} – полное сопротивление линии; X_{sh} – полное сопротивление прямой последовательности СТАТКОМа; m – расположение КЗ в относительных единицах длины линии.

Если нет поперечной компенсации, составляющая X_{sh} стремится к бесконечности и выражение (8) сокращается:

$$Z_m = Z_{k1} + Z'_{lb1} = m Z_{line} = Z'_m, \quad (9)$$

если есть поперечная компенсация, составляющая X_{sh} зависит от её уровня. В случае КЗ на линии напряжение падает в точке КЗ, а также в месте расположения реле и реактивная мощность выделяется СТАТКОМом для повышения напряжения в месте повреждения. Во время замыкания СТАТКОМ всегда работает в емкостном режиме, и реактивное сопротивление зависит от количества реактивной мощности, выделяемой СТАТКОМом. Чем больше выделяемая мощность, тем меньше составляющая X_{sh} .

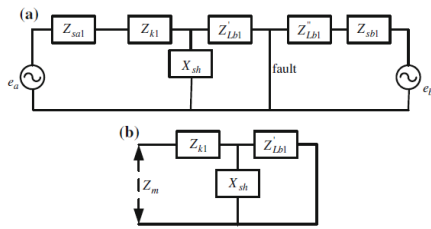


Рис. 8. Схема замещения трёхфазного КЗ за СТАТКОМом: *a* – схема замещения трёхфазного замыкания; *b* – упрощённая схема замещения

Из выражения (8) видно, что если величина X_{sh} мала по сравнению с Z'_{fb} , то вычисляемое сопротивление зависит от изменения Z'_{fb} . Также известно, что результируемое сопротивление нелинейно связано с местом положения реле. Сопротивление в точке реле без СТАТКОМа, показанное выражением (9), используется для сравнения с сопротивлением со СТАТКОМом. Тогда отношение сопротивлений можно выразить:

$$\frac{Z_m}{Z'_m} = \left(\frac{1}{2m} \right) \cdot \left(1 + \frac{(2m-1) \cdot 2 \cdot K}{(2m-1) + 2 + K} \right), \quad (10)$$

где $K = \frac{X_{sh}}{X_{line}}$.

При $m > 0,5$ (КЗ за СТАТКОМом) полное сопротивление не влияет на реле. При $m \leq 0,5$ (КЗ перед точкой замыкания) наличие СТАТКОМа не оказывает влияния на сопротивление на зажимах реле. Z_{line} считается индуктивным при условии, что активное сопротивление линии намного меньше реактивного. Величиной активного сопротивления можно пренебречь. В результате коэффициент K будет скалярным для линии без потерь (активным сопротивлением пренебрегаем). При индуктивной компенсации СТАТКОМом величина K будет положительной, при емкостной компенсации – отрицательной. График отношения сопротивлений в случае со СТАТКОМом и без него при различных положениях КЗ (m) и коэффициентах компенсации (K) показан на рис. 9.

Кривые с $m > 1$ представляют КЗ за защищаемой линией. Отношение сопротивлений замыкания при наличии СТАТКОМа к сопротивлениям замыкания без него показаны вдоль вертикальной оси графика. Это отношение даёт информацию об угле сокращённой или

расширенной зоны дистанционного реле. На горизонтальной оси отложены величины компенсации по отношению к сопротивлению линии.

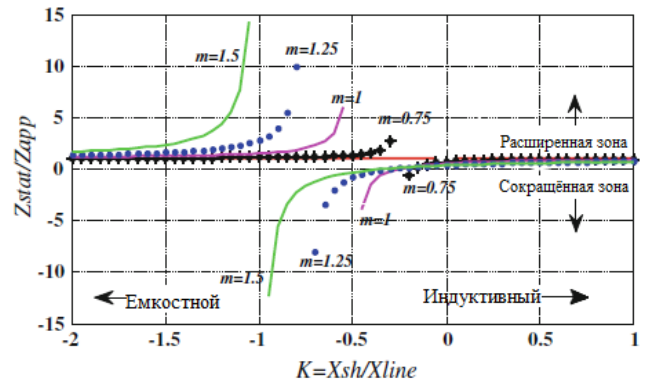


Рис. 9. Кривые сопротивления для трёхфазного КЗ при наличии СТАТКОМа

Для замыканий за СТАТКОМом реактивное сопротивление устройства (за счёт компенсации) влияет на сопротивление замыкания реле. Условие резонанса достигается в точке, в которой значение реактивного сопротивления СТАТКОМа становится равным значению реактивного сопротивления между СТАТКОМом и КЗ. При таких условиях устройство не должно работать, так как отношение сопротивлений (выражение (7)) стремится к бесконечности. Для удалённых замыканий (в конце линии) резонанс будет происходить, когда емкостное сопротивление равно половине сопротивления линии. Точка резонанса соединяет кривые из сокращённой и расширенной зоны. Влияние поперечной компенсации уменьшается при увеличении отношения X_{sh} к Z_{line} [4].

Список литературы

- [1] Amaris H., Alonso M., Alvarez Orthea C. Reactive Power Management of Power Networks with Wind Generation. Springer-Verlag, London. – 126 p.
- [2] Mohan Mathur R., Rajiv K. Varma. Thyristor – based FACTS controllers for electrical transmission systems. – 548 p.
- [3] Радилев Т.В. Разработка методики моделирования установившихся режимов электроэнергетических систем с гибкими электропередачами: автореф. дис. ... канд. техн. наук (05.14.02) / ФГБОУВПО «НИУ «МЭИ»». – М., 2014. – 150 с.
- [4] Farhad Shahnia, Sumedha Rajakaruna, Arindam Ghosh / Static compensators (STATCOMs) in power systems // Springer-Verlag London. – 740 p.

Применение решетчатых схем в методе симметричных составляющих

С.Д. Мигунов

Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ

Нижний Новгород, Россия

migunov@nn.so-ups.ru

С применением современных микропроцессорных устройств РЗА значительно расширились возможности по выявлению аварийных режимов, возникающих в сети. Но основные отечественные и зарубежные фирмы-производители микропроцессорных устройств РЗА при производстве терминалов закладывают логику, присущую простым электромеханическим и микроэлектронным устройствам РЗА. Применение решетчатых схем в методе симметричных составляющих позволяет получить универсальный алгоритм выявления повреждений в сети и таким образом повысить надёжность электроснабжения в целом. Для нахождения параметров решетчатых схем использовались классические методы расчётов линейных электрических цепей однофазного и трёхфазного переменного синусоидального тока и метод симметричных составляющих. Основные проверочные расчёты проводились в программе MathCAD. Определены параметры решетчатых схем отдельно взятых двухфазных коротких замыканий в сети 110–220 кВ и усреднённые диапазоны искомых параметров. Предложенный алгоритм определения схемы подключения прямой, обратной и нулевой последовательностей с применением решетчатых схем при необходимой доработке может быть реализован в микропроцессорных устройствах РЗА для определения вида и места повреждения в электроэнергетических системах.

Ключевые слова: решетчатая схема, метод симметричных составляющих, комплексная схема замещения, прямая последовательность, обратная последовательность, нулевая последовательность.

Application of lattice schemes in the method of symmetrical components

Stanislav Migunov

Branch of JSC «SO UPS» Nizhny Novgorod RDO

Nizhny Novgorod, Russia

migunov@nn.so-ups.ru

By the application of modern microprocessor units of power system protection (PSP) opportunities for determination of abnormal modes have extended. But the main native and foreign producers of microprocessor units of PSP use by the terminal production the logic which is typical for simple electromechanical and microelectronic units of PSP. The application of newer and more universal algorithms for failure mode determination allows to uplevel the PSP, to get closer to the creation of the highly integrated Next Generation Smartgrid and to enhance reliability of energy provision in general. By the design of a universal algorithm for failure mode determination and its type and place identification we used classical methods of linear electric circuit design of one phase and three phase alternating current (a.c.), symmetrical components method was also used. All the main checking calculations were performed in MathCAD. The parameters of the grid circuits of individual phase faults in a network of 110–220 kV and averaged ranges required parameters. The recommended algorithm to determine the connecting diagram of positive-, negative- and zero-sequence reticulated schemes using networks can be modified and realized in microprocessor units of PSP for failure mode determination in electric energy systems.

Keywords: lattice scheme, symmetrical components method, compatible equivalent circuit, positive-sequence network, negative-sequence network, zero-sequence network.

I. ВВЕДЕНИЕ

Назначение устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) состоит в том, чтобы быстро определить наличие повреждения в электрической сети, его вид и место, после чего быстро отключить повреждённый участок. С внедрением современных микропроцессорных устройств РЗА удалось повысить быстродействие защит, но алгоритмы функционирования, закладываемые в терминалы, остались неизменны, что, несомненно, ограничивает возможности новых устройств.

Отличительной особенностью традиционных принципов выполнения защит является разделение на действие при отдельных видах повреждений. Например, отдельный блок токовой защиты нулевой последовательности

(ТЗНП) от повреждений «на землю» или блок дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных повреждений. Но такое разделение устройств РЗА приводит к тому, что они начинают неправильно функционировать при более сложных повреждениях или в аномальных режимах работы сети, не требующих быстрого отключения её элементов, например, при неполнофазных режимах (обрыв провода) и многих других.

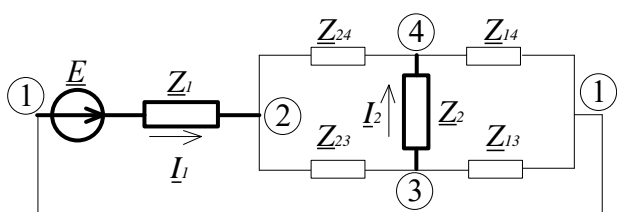
II. ОПИСАНИЕ МЕТОДА

Микропроцессорное устройство РЗА позволяет использовать в алгоритме функционирования максимальное количество первоначальных данных, полученных от присоединения: $I_a, I_b, I_c, U_a, U_b, U_c$.

В основу получения универсального алгоритма определения вида повреждения положен метод симметричных составляющих (МСС), изложенный ещё в 1918 г. [1].

Как известно из курса электромагнитных переходных процессов, каждому виду несимметричного короткого замыкания (КЗ) соответствует своя комплексная схема замещения, которая отличается топологией соединения эквивалентных сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей [2].

В основу вновь разрабатываемого принципа алгоритма функционирования РЗА лёг дистанционный принцип определения места повреждения и идея определения вида повреждения по топологии соединения схем прямой, обратной и нулевой последовательностей. Последнее можно осуществить, заменив все возможные соединения или разрывы между узлами, содержащие сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности, на комплексные сопротивления, получив при этом решетчатую схему замещения (рисунок).



Расчётная комплексная схема замещения при двухфазном КЗ

На первом этапе, для упрощения, это сделано только для междуфазных повреждений (без замыкания на «землю»), чтобы исключить из участия ветвь, содержащую нулевую последовательность. В результате получаем расчётную схему, в которой известны E , Z_1 , Z_2 , I_1 , I_2 и не известны Z_{13} , Z_{14} , Z_{23} , Z_{24} , I_{13} , I_{14} , I_{23} , I_{24} .

III. ПРИМЕР РАСЧЁТА

Покажем, что каждому виду КЗ, независимо от исходных данных, соответствует один набор параметров Z_{13} , Z_{23} , Z_{24} , Z_{14} , на конкретном примере сравним два двухфазных КЗ, произошедших на Ульяновской и Нижегородской ЭС.

Из полученных на основе осциллограмм величин сопротивлений (таблица) расчётной схемы видно, что соотношения между рассчитанными сопротивлениями получились подобны.

Параметры		Ульяновская ЭС		Нижегородская ЭС	
		Действующая величина	Аргумент	Действующая величина	Аргумент
Исходные данные	$Z_{\text{экв}}, \text{Ом}$	10,15	68,68°	36,89	62,51°
	$I_a, \text{А}$	16,76	-32,79°	1695	29,3°
	$I_b, \text{А}$	5430,35	-159,65°	24,39	1,8°
	$I_c, \text{А}$	5414,7	20,66°	1719	-151,3°
	$U_a, \text{кВ}$	65,99	0°	41,32	133,7°
	$U_b, \text{кВ}$	34,41	180,96°	64,37	0°
Расчитанные данные	$U_c, \text{кВ}$	32,12	179,58°	46,38	-139,5°
	$Z_{13}, \text{Ом}$	0,1 + 3j		0,1 + 3j	
	$Z_{23}, \text{Ом}$	430 + 540j		430 + 540j	
	$Z_{24}, \text{Ом}$	0,111 + 2,566j		0,333 - 5,012j	
	$Z_{14}, \text{Ом}$	69,962 - 2345j		141,044 - 1050j	

IV. ВЫВОДЫ

Предложенный метод определения вида повреждения применим не только к коротким замыканиям, но и для выявления всех несимметричных режимов работы электрической сети, будь то неполнофазный режим, короткое замыкание с обрывом провода, двойное замыкание или несимметрия в нормальном режиме.

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В сочетании с применением оптических датчиков тока и напряжения, обладающих высокой точностью измерения даже в режимах с большими кратностями тока, которые широко внедряются в электроэнергетике, данный метод будет являться мощным инструментом для ликвидации аварийных режимов в энергосистеме.

Список литературы

- [1] Линт Г.Э. Симметричные составляющие в релейной защите. – М.: Энергоатомиздат, 1996. – 160 с. – (Б-ка электромонтера, вып. 654).
- [2] Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
- [3] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.

Исследование функционирования дистанционной защиты линий электропередач с устройством продольной компенсации

Р.Р. Низамова, Р.Г. Исаков

Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева
Казань, Россия

В настоящее время одной из важнейших задач электропередачи является повышение ее пропускной способности, поскольку она определяет эффективность электроэнергетических систем (ЭЭС). Увеличения максимальной передаваемой по линии мощности можно достичь с помощью устройств продольной компенсации. В свою очередь, подключение продольной компенсации в линию может привести к ложному срабатыванию релейной защиты и автоматики самой линии, что приведет к снижению надежности электроснабжения потребителей. Данное исследование позволит создавать ЭЭС с устройствами продольной компенсации с исправной релейной защитой и автоматикой, следовательно, создавать более эффективные и надежные системы электроснабжения.

Ключевые слова: релейная защита, дистанционная защита, устройство продольной компенсации.

Study of remote protection operation of transmission line with series compensation device

R.R. Nizamova, R.G. Isakov

Kazan National Research Technical University n. a. A.N. Tupolev
Kazan, Russian Federation

At present one of the most important tasks of electro energetic is increasing of transmission capacity, because it determines the efficiency of electric power systems (EPS). Increasing of the maximum power, which is transferred through the line, can be achieved with help of series compensation device. In turn, the connection of series compensation into line can cause fault activation of relay protection and automation of line, which will lead to decreasing of electric reliability of consumers. This study will allow to creating EPS with series compensation devices with a good relay protection and automation, thus creating a more efficient and reliable electric power systems.

Keywords: relay protection, remote protection, series compensation devise.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время с ростом потребления электроэнергии появляется необходимость развития уже существующих электроэнергетических систем, а также создания новых – с применением более мощного электротехнического оборудования для увеличения выработки электрической энергии. Линии электропередач являются одним из важнейших функциональных элементов, оказывающих влияние на передачу и распределение электрической энергии. Следовательно, к линиям электропередач (ЛЭП) предъявляются новые требования повышения эффективности и надежности.

В современных условиях одной из важнейших задач усовершенствования линии электропередачи является повышение ее пропускной способности. Под пропускной способностью линии электропередач понимают максимальную передаваемую по линии мощность, которая может быть передана без ограничения длительного режима передачи электроэнергии.

Решение этой задачи в настоящее время возможно путем применения новой технологии – гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока (Flexible AC Transmission Systems – FACTS), содержащих совре-

менные многофункциональные устройства, позволяющие максимально использовать ЛЭП за счет увеличения пропускной способности, особенно в аварийных и послеаварийных режимах работы электрической сети [1]. В качестве устройства FACTS для повышения пропускной способности ЛЭП применяются устройства продольной компенсации (УПК). Продольная компенсация применяется для уменьшения реактивного сопротивления ЛЭП.

Защита ЛЭП является важным аспектом, когда мы рассматриваем устойчивость энергосистемы при передаче большой мощности из одного района в другой. Дистанционная защита ЛЭП обеспечивает надежное и быстрое срабатывание при неисправности в зоне защиты. К сожалению, изменение реактивного сопротивления линии и частоты субгармонических колебаний, вызванных конденсаторами, может повлиять на релейную защиту и автоматику (РЗА) самой линии. Поэтому появляется необходимость анализа работы релейной защиты и автоматики в линиях с УПК [3].

II. ВЛИЯНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ИНВЕРСИИ НА ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЯ

Напряжение инверсии – это изменение угла фазы напряжения на 180° . Для элементов, реагирующих на фазо-

вые величины, инверсия напряжения может происходить из-за короткого замыкания (КЗ) вблизи последовательной компенсации (ПК), если сопротивление от реле до места повреждения емкостное, а не индуктивное. Напряжение инверсии может повлиять на направленные и дистанционные элементы [3].

На рис. 1 представлена схема компенсированной линии электропередач при трехфазном коротком замыкании (КЗ). Если емкостное сопротивление X_c больше, чем индуктивно-реактивное сопротивление X_2 поврежденного участка линии, то напряжения V_1 и V_2 находятся в противофазе:

$$\bar{V}_1 = j(X_2 - X_c)\bar{I}; \quad (1)$$

$$\bar{V}_2 = j(X_2)\bar{I}. \quad (2)$$

Напряжение V_2 со стороны линии является номинальным напряжением для КЗ на некомпенсированной линии. Напряжение V_1 со стороны шины находится в противофазе с V_2 . На последовательно компенсированной линии реле, использующее информацию о напряжении линии, будет корректно определять прямое КЗ. С другой стороны, реле, использующее информацию о напряжении шины, будет неправильно определять обратное КЗ.

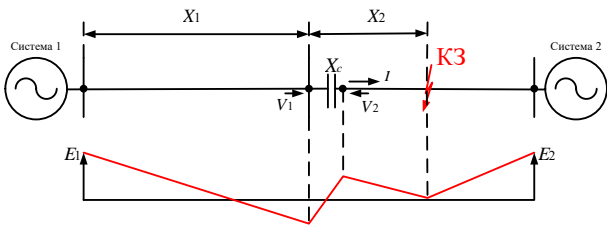


Рис. 1. Схема компенсированной линии электропередач при трехфазном коротком замыкании

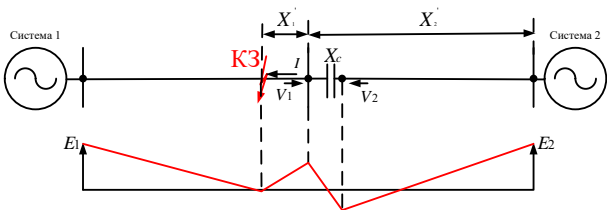


Рис. 2. Трехфазное КЗ на линии, смежной с компенсированной

На рис. 2 представлена схема при трехфазном КЗ на смежной с компенсированной линии. Если емкостное сопротивление X_c больше индуктивного сопротивления X'_1 неисправной линии, напряжения V_1 и V_2 будут находиться в противофазе:

$$\bar{V}_2 = j(X_1 - X_c)\bar{I}; \quad (3)$$

$$\bar{V}_1 = j(X'_1)\bar{I}. \quad (4)$$

Напряжение V_1 является номинальным для КЗ некомпенсированной линии, напряжение V_2 находится в противофазе. Таким образом, реле продольно компенсированной линии, использующее напряжение со стороны линии,

будет определять обратное КЗ как прямое. Реле, использующее напряжение со стороны шины, будет корректно определять обратное КЗ.

В общем, фазовые реле, которые принимают информацию от напряжения с одной стороны компенсированной линии, будут правильно определять направление КЗ. Реле, измеряющее напряжения с другого стороны конденсатора относительно места КЗ, может неправильно определить направление неисправности. На рис. 3 [3], например, реле линии 1 на шине А может неправильно определить КЗ1 в качестве обратной неисправности и устранить КЗ2 в качестве прямого КЗ. Реле, установленное на ВЛ2, работает правильно для КЗ2, но оно может сработать некорректно для КЗ1.

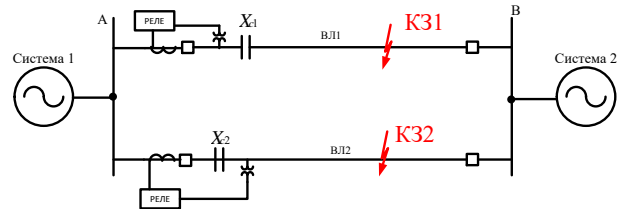


Рис. 3. Пример срабатывания реле при разных КЗ

Для направленных элементов, реагирующих на прямую последовательность, инверсия напряжения может произойти, если сопротивление за реле является емкостным. В случае напряжения нулевой и обратной последовательности инверсия может повлиять на выбор направления напряжения поляризации органа направления мощности, реагирующего на прямую последовательность.

На рис. 4 показано напряжение обратной последовательности однофазного КЗ на землю на удаленном конце компенсированной линии. Если сопротивление конденсатора X_c больше индуктивно-реактивного сопротивления

обратной последовательности X_1 источника за реле, напряжения V_1 и V_2 будут находиться в противофазе. Со стороны шины напряжение V_1 будет напряжением обратной последовательности для однофазного КЗ на землю компенсированной линии. Со стороны линии V_2 будет противоположным.

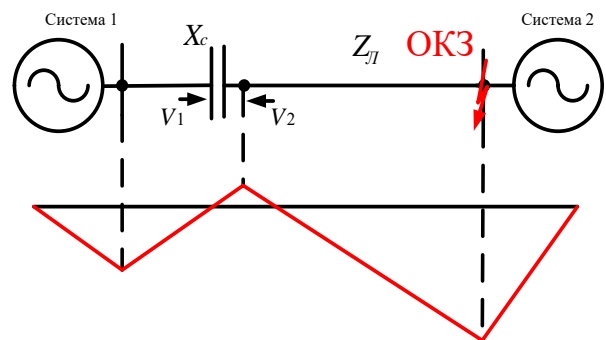


Рис. 4. Напряжение обратной последовательности при однофазном КЗ на землю на удаленном конце линии электропередачи

Орган направленной мощности поляризуется со стороны линии напряжением обратной последовательности и будет определять прямое КЗ как обратное. Орган направленной

мощности на стороне шины напряжение обратной последовательности будет корректно определять направление КЗ. Органы направленной мощности нулевой последовательности будут вести тебя так же, как органы направленной мощности обратной последовательности.

III. ВЛИЯНИЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАССТОЯНИЯ

Трёхфазные КЗ представляют дополнительные сложности для направленных и дистанционных элементов защиты, реагирующих на фазные напряжения, эти элементы теряют поляризующее напряжение. В последовательно компенсированной линии напряжение КЗ на стороне последовательных конденсаторов исчезает и напряжение, противоположное другой стороне [2].

Продольная компенсация создает ошибки для оценки сопротивления дистанционных элементов. Продольная компенсация изменяет сопротивление линии, которое измеряет реле. Более того, субгармонические частотные колебания вызывают сопротивление качания. Основная проблема состоит в том, что измеряемое сопротивление зависит от защиты конденсаторов.

На рис. 5 показана линия электропередач с устройством продольной компенсации, установленным в центре. При измерении больших токов КЗ конденсатор выходит из строя и реле измеряет правильное сопротивление линии на конце линии при КЗ (пунктирная линия на рис. 5). Для слабых КЗ конденсатор продолжает работать и емкостное сопротивление изменяет измеряемое сопротивление (сплошная линия на рис. 5).

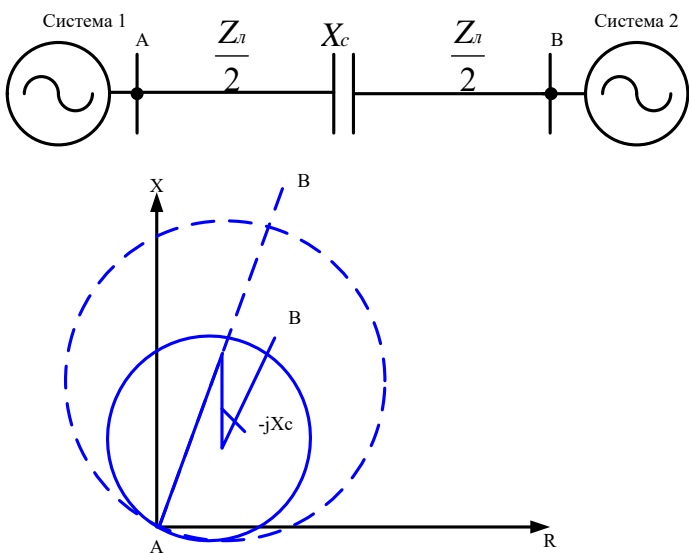


Рис. 5. Линия электропередач с УПК в середине ЛЭП

Влияние продольной компенсации на дистанционные элементы оказывают большее влияние при расположении конденсаторов на концах линии. Конденсаторы, расположенные на конце линии, влияют не только на изменение расстояния. Они также влияют на выбор направления, потому что напряжение инвертировано. УПК, расположенное в середине линии, не влияет на направление, если уровень компенсации очень высок.

На рис. 6 изображена линия электропередач с УПК, расположенным с одного конца линии. На рис. 6 показана

характеристика элемента защиты компенсированной линии (сплошной круг) и характеристика элемента (штрихпунктирный круг) смежной линии (не показанной на рисунке). В этом примере элементы получают сигналы напряжения от трансформатора, подключенного к шине A. При больших КЗ на линии AB конденсатор выходит из строя и реле сопротивления срабатывает правильно. При слабых КЗ конденсатор остается в эксплуатации и, если КЗ произошло непосредственно вблизи конденсатора, измеренное сопротивление расположено внутри характеристики смежной линии, что приводит к неправильному срабатыванию реле.

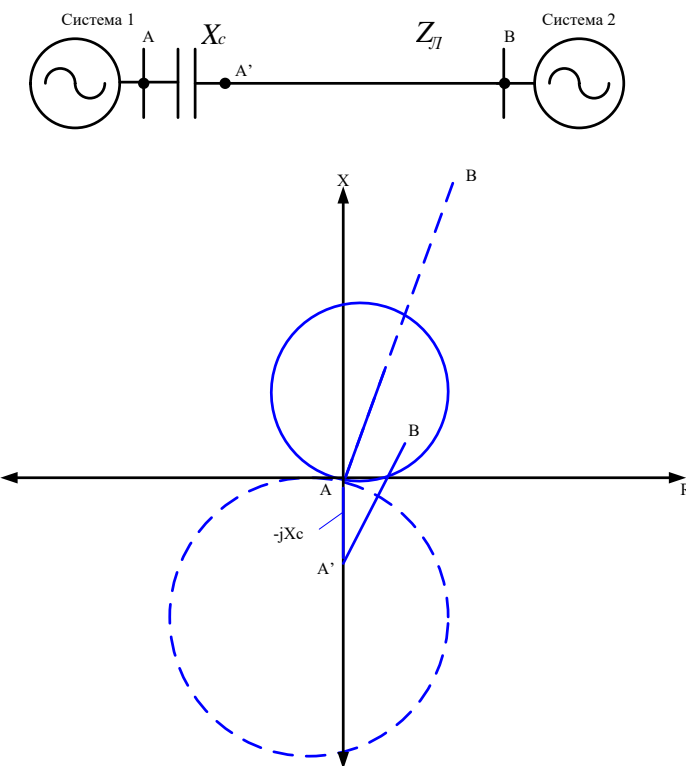


Рис. 6. Линия электропередач с УПК, расположенным в конце линии

IV. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Наиболее оптимальным решением для проведения аттестационных испытаний устройств РЗА является применение программно-аппаратного моделирования в режиме реального времени с подключением оборудования РЗА.

Программно-аппаратный комплекс цифрового моделирования в режиме реального времени (Real Time Digital Simulator, далее RTDS) производства канадской компании RTDS Technologies обеспечивает моделирование электромагнитных и электромеханических переходных процессов в режиме жёсткого реального времени на основе созданной оператором модели энергосистемы. Указанный комплекс применяется во многих странах мира, а с 2009 г. – и в России [4].

Структурная схема испытательной установки приведена на рис. 7. Она содержит модель реального времени, созданную в программно-аппаратном комплексе RTDS, в котором содержится многоканальный цифро-аналоговый конвертор (GTAO), интерфейс дискретного ввода-вывода (GTFPI), а также усилители тока и напряжения (PONOVO).

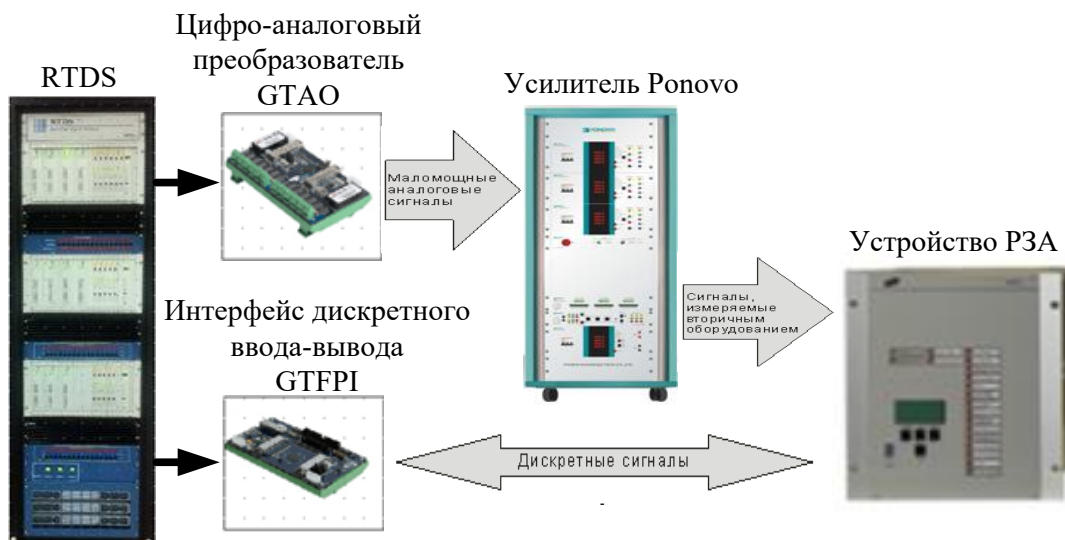


Рис. 7. Схема испытательной установки

Испытуемый терминал по цепям тока и напряжения подключается к аналоговым выходам усилителей. Дискретные выходы испытуемого терминала (срабатывание испытуемой функции защиты), сконфигурированные на отключение выключателей, подключаются к модели выключателя RTDS через интерфейс GTFPI [5].

V. ВЫВОДЫ

Подключение УПК в линию имеет ряд недостатков, касающихся непосредственно релейной защиты и автоматики (РЗА) самой линии, что приводит к нежелательному уменьшению надежности электроснабжения потребителей. Моделирование линии электропередачи с УПК позволит проанализировать все существующие проблемы, связанные с защитой компенсированных линий, что, в свою очередь, позволит создавать более эффективные и надежные ЭЭС.

Список литературы

- [1] Мартиросян А.А. Повышение устойчивости электроэнергетических систем с применением регулируемой продольной компенсации: автореф. – Иваново, 2009.
- [2] Héctor J. Altuve, Joseph B. Mooney, George E. Alexander. Advances in series-compensated line protection // 63rd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference Atlanta, Georgia, April 22–24, 2009.
- [3] John Miller, Marc Brunet-Watson, Jed Leighfield. Review of Series Compensation for Transmission Lines. – PSC North America, May 09, 2014.
- [4] Кириллова А.В., Алеева Р.Р., Исаков Р.Г. Применение программно-аппаратного комплекса RTDS для испытаний устройств релейной защиты и автоматики // Федоровские чтения – 2014: Всерос. науч.-техн. конф. с элементами научной школы для молодежи: Сб. докл. – М., 2014. – С. 116–117.
- [5] Исаков Р.Г. Применение программно-аппаратного комплекса RTDS для проведения испытаний устройств релейной защиты и автоматики // Энергетика Татарстана. – 2015. – № 2. – С. 28–31.

Исследование и моделирование блокировки релейной защиты распределительной сети при качаниях

А.А. Николаев, О.А. Онисова

ОАО «Всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский и технологический институт релестроения с опытным производством»
Чебоксары, Россия
onisova@vniir.ru

Обозначены особенности электромеханических переходных процессов в распределительных сетях с электростанциями малой мощности. Разработана модель алгоритма блокировки релейной защиты при качаниях, реагирующей на приращения токов прямой и обратной последовательностей; выполнены исследования функционирования алгоритма при синхронных качаниях и асинхронных режимах.

Ключевые слова: блокировка при качаниях, электростанции малой мощности, асинхронный режим, распределительные сети.

Study and simulation of power swing detection function for distribution grid relay protection

Aleksandr Nikolaev, Olga Onisova

VNIIR JSC
Cheboksary, Russian Federation
onisova@vniir.ru

Main features of power swing condition for distribution grid with small-scale power plants is studied. The model of power swing detection function algorithm was developed; the study of power swing detection function operation under power swing conditions was carried out.

Keywords: power swing detection, small-scale power plants, power swing, distribution grid relay protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

В распределительной сети 6...35 кВ при появлении в ней электростанций малой мощности становится возможным возникновение режимов синхронных качаний и асинхронного хода. Такие режимы характеризуются изменением углов между векторами э.д.с. параллельно работающих генераторов, вызывающим периодические изменения параметров электрического режима (токов и напряжений), и могут приводить к некорректной работе устройств релейной защиты.

Релейная защита (РЗ) распределительных сетей 6...35 кВ изначально строилась без учёта возможности возникновения качаний мощности [1, 2], поэтому актуальность приобретают вопросы обеспечения корректной работы защит распределительных сетей в условиях электромеханических переходных процессов, в том числе вопросы выполнения блокировки защит при качаниях мощности.

II. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ С ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Электромеханические переходные процессы в распределительной сети с электростанциями малой мощности характеризуются рядом особенностей, отличающих их

от переходных процессов в питающих и системообразующих сетях с крупными централизованными электростанциями:

- плановые и аварийные коммутации в распределительной сети могут сопровождаться значительными отклонениями частот параллельно работающих генераторов электростанций малой мощности (это обусловлено характерными для них небольшими значениями механических постоянных инерции – от 1...2 с);
- асинхронные режимы характеризуются высокой скоростью развития и малым периодом качаний (в том числе в первых циклах асинхронного хода);
- в сети с несколькими электростанциями, как правило, высока вероятность возникновения вторичных нарушений устойчивости генераторов в смежных узлах сети и развития многочастотных асинхронных режимов.

III. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ АЛГОРИТМА БЛОКИРОВКИ ПРИ КАЧАНИЯХ МОЩНОСТИ

В отечественной практике наибольшее распространение получил принцип выполнения блокировки при качаниях (БК), обеспечивающий пуск защиты при коротких замыканиях на время, достаточное для её

срабатывания [1, 3]. В современных устройствах релейной защиты алгоритм такой блокировки, как правило, реализован на основе контроля приращений симметричных составляющих токов [3].

В модели разрабатываемого алгоритма предусмотрено выделение основных гармоник ортогональных составляющих входных токов с использованием дискретного преобразования Фурье (число выборок за период – 20); далее выполняется расчет токов прямой и обратной последовательностей. Для расчета аварийных составляющих токов ΔI с целью повышения чувствительности алгоритма применяется нерекурсивный фильтр второго порядка:

$$\Delta \dot{I}(t) = \dot{I}(t) - 2\dot{I}\left(t - \frac{T}{2}\right) + \dot{I}(t - T),$$

где \dot{I} – комплексное значение тока; t – текущий момент времени, с; T – период промышленной частоты, с.

IV. ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛИ АЛГОРИТМА БЛОКИРОВКИ ПРИ КАЧАНИЯХ МОЩНОСТИ

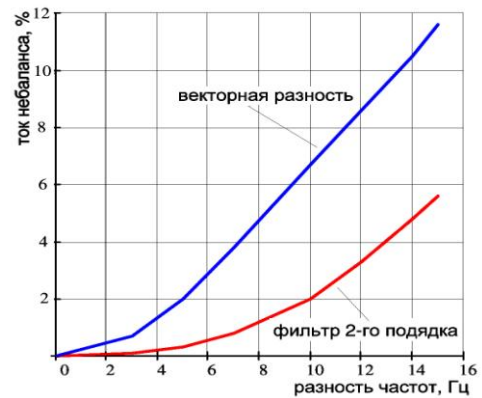
Основным фактором, характеризующим чувствительность алгоритма БК к режимам коротких замыканий (особенно в процессе качаний), является значение тока небаланса на выходе фильтра второго порядка в режимах качаний мощности.

Значение тока небаланса, определяемое методической погрешностью алгоритма, главным образом, зависит от периода качаний асинхронного режима (разности частот параллельно работающих подсистем).

На рисунке приведена зависимость тока небаланса обратной последовательности на выходе фильтра второго порядка от разности частот. При разности частот более 6-8 Гц ток небаланса начинает существенно нарастать, тем не менее, при значении 10 Гц его величина не превышает 2 %. На том же рисунке (для сравнения) показаны значения токов небаланса при вычислении приращений токов в виде их векторной разности за период промышленной частоты (без использования нерекурсивного фильтра). При разности частот 10 Гц ток небаланса составляет ≈ 7 %.

Сложности в применении исследуемого алгоритма БК в распределительных сетях с электростанциями связаны с режимами плановых коммутаций или отключения

повреждений на смежных элементах, когда ток в месте установки защиты возрастает и наряду с этим, как правило, возникают режимы качаний.



Зависимость тока небаланса от разности частот параллельно работающих систем

V. ВЫВОДЫ

Применение нерекурсивного фильтра второго порядка для расчета приращений токов прямой и обратной последовательностей повышает чувствительность алгоритма БК и делает его в целом применимым для распределительных сетей с электростанциями малой мощности. С учетом особенностей переходных электро-механических процессов в таких сетях (малый период качаний, многочастотные асинхронные режимы, возникновение глубоких качаний вследствие коммутаций) значительный интерес представляет исследование селективности БК и РЗ в этих условиях.

Список литературы

- [1] Чернобровов Н.В. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
- [2] Правила устройства электроустановок. – 6-е и 7-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ДЕАН, 2015. 701 с.
- [3] Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов, 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
- [4] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

Оценка качества функционирования АРВ синхронного генератора с использованием синхронизированных векторных измерений

О.О. Николаева, Т.Г. Климова

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»»
Москва, Россия
ananchenko.olchik@yandex.ru

Предметом статьи является методика оценки параметров АРВ с использованием методов оптимизации на основе измерений УСВИ, установленных в энергосистеме. В ходе проверки методики был произведен сравнительный анализ использования генетического алгоритма и ряда других алгоритмов оптимизации. Методика позволяет расширить область применения УСВИ, проводить мониторинг состояния АРВ в реальном времени.

Ключевые слова: автоматический регулятор возбуждения, устройства синхронизированных векторных измерений, генетический алгоритм, методы оптимизации.

Evaluation of the AEC operation quality of synchronous generator by using the phasor measurement units

Olga Nikolaeva, Tatiana Klimova

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Moscow, Russian Federation
ananchenko.olchik@yandex.ru

The subject of the article is the technique of evaluation of the AEC parameters based on optimization methods by using measurements from PMU installed in power system. During the verification of the technique has been carried out a comparative analysis of the using of a genetic algorithm and a number of other optimization algorithms. The technique allows to extend the field of application of PMU and to monitor the status of AEC in real time.

Keywords: automatic excitation controller, phasor measurement units, genetic algorithm, optimization methods.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в энергосистемах все большее распространение получают устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ). Они с высокой точностью измеряют комплексные величины тока и напряжения в местах их установки. Полученные данные позволят получить объективную картину о состоянии электрической сети.

Данная статья посвящена методике оценки параметров АРВ по данным УСВИ с использованием различных алгоритмов оптимизации.

II. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ИСПОЛЪЗУЕМОГО АРВ

Разработанная методика представлена на примере исследования регулятора типа АРВ-МТ российского производства.

На рис. 1 дана математическая модель алгоритма микропроцессорного АРВ-МТ, в модели все звенья описываются передаточными функциями непрерывного оператора p .

В АРВ отечественного производства входными параметрами каналов стабилизации могут быть отклонение частоты напряжения статора СГ и ее первая производная, первая производная напряжения статора и первая производная тока ротора [1].

Ниже перечислены коэффициенты АРВ, используемые в качестве переменных в алгоритмах оптимизации

Параметры АРН: коэффициент усиления по отклонению напряжения статора генератора K_{0u} (о.е.) и постоянная времени интегрирования в контуре регулирования напряжения статора T_u (с).

Параметры каналов внешней стабилизации: коэффициент усиления по отклонению частоты K_{0f} (о.е./Гц) и коэффициент усиления по первой производной частоты K_{1f} (о.е./Гц/с).

Параметры каналов внутренней стабилизации: коэффициент усиления по производной напряжения статора K_{1u} (о.е./с) и коэффициент усиления по первой производной тока ротора K_{1if} (о.е./с).

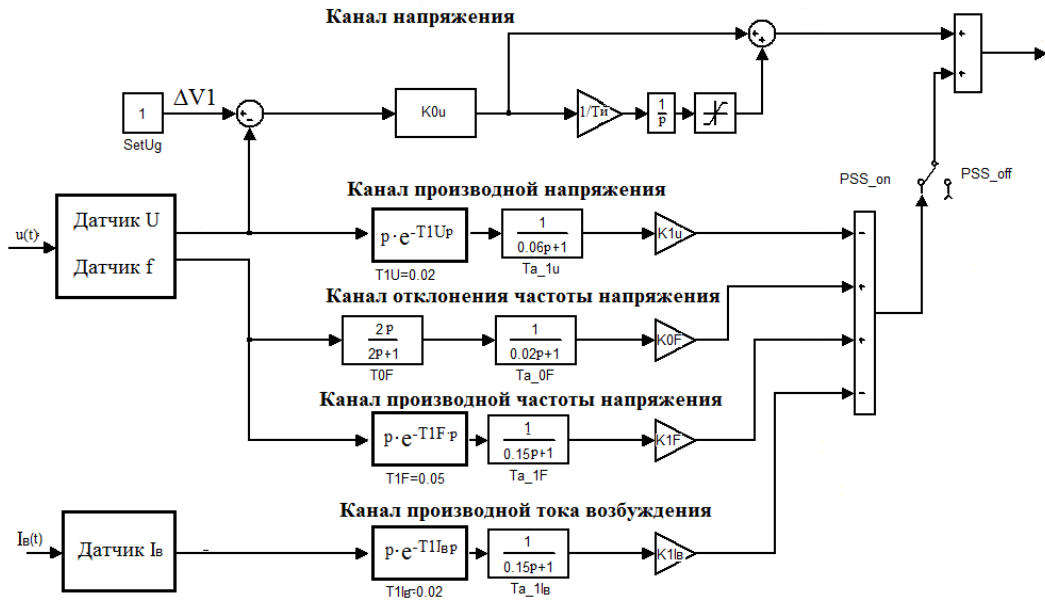


Рис. 1. Математическая модель автоматического регулятора возбуждения типа АРВ-МТ

III. РАЗРАБОТАННАЯ МЕТОДИКА

Методика основана на вычислении основных параметров АРВ с помощью алгоритмов оптимизации при использовании измерений УСВИ.

Используемые алгоритмы предназначены для поиска минимума целевой функции, которая представляет собой разность передаточной функции, полученной из измерений УСВИ, и передаточной функции, вычисляемой с помощью искоемых коэффициентов каналов АРВ.

Измерения УСВИ были сформированы в массивы данных, которые далее обрабатывались в среде MATLAB с использованием алгоритмов оптимизации.

Для каждого типа оптимизации рассмотрены пять случаев: вычисление параметров АРН при отключенных каналах стабилизации; вычисление коэффициентов каналов внешней стабилизации при отключенных каналах внутренней стабилизации и известных коэффициентах АРН; вычисление коэффициентов каналов внутренней стабилизации при отключенных каналах внешней стабилизации и известных коэффициентах АРН; вычисление четырех коэффициентов каналов стабилизации при известных коэффициентах АРН; вычисление шести коэффициентов АРВ.

A. FMINUNC

Функция *fminunc* (*fun*, *x0*, *options*) из пакета Optimization Toolbox MATLAB реализует методы гладкой безусловной оптимизации [2].

Для каждого опыта просчитываются десять начальных точек (*x0*), выбранных случайным образом в рамках диапазона изменения коэффициентов.

На рис. 2 изображены амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) канала АРН при отключенных каналах стабилизации. Видно, что кривая по расчетным параметрам совпадает с экспериментально полученной по измерениям сигналов в доступных точках.

Для всех расчетных случаев АЧХ канала АРН имеет одинаковый вид.

На рис. 3 показан процесс вычисления алгоритмом коэффициентов K_{0u} и T_u . Цветами отмечены разные начальные условия. Примерно через 150 итераций наблюдается сходимость при всех начальных значениях. Погрешность вычислений не превышает 0,41 %.

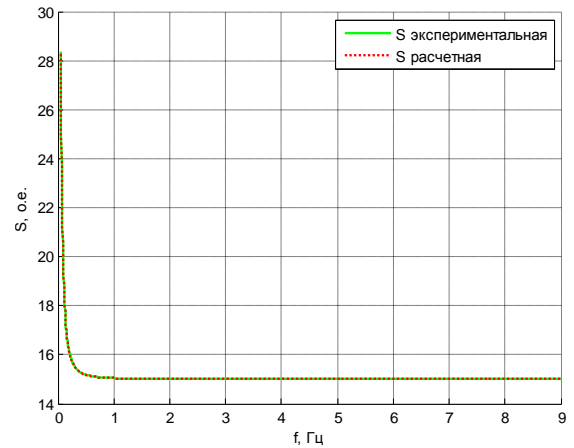


Рис. 2. АЧХ канала АРН при отключенных каналах стабилизации

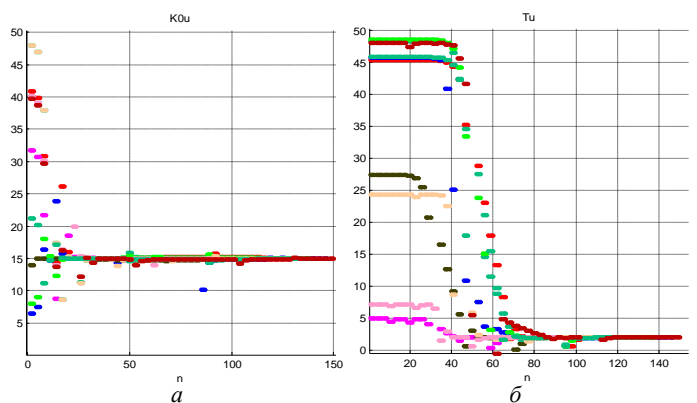


Рис. 3. Вычисление коэффициентов K_{0u} (a) и T_u (b) алгоритмом *fminunc*

Увеличение числа переменных в целевой функции незначительно увеличивает погрешность, но существенно повышает время расчета.

На рис. 4 изображены АЧХ замкнутой автоматической системы регулирования (АСР) при включенных каналах стабилизации.

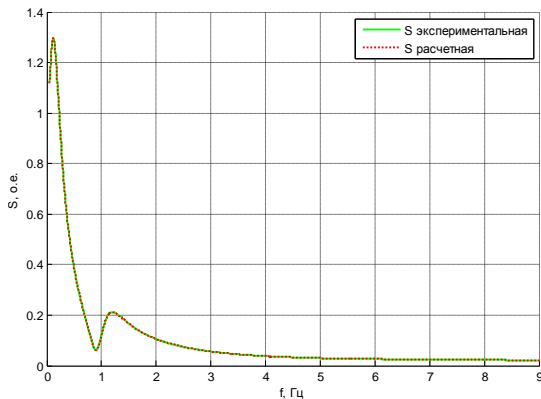


Рис. 4. АЧХ замкнутой АСР при включенных каналах стабилизации

На рис. 5 и 6 показаны вычисления коэффициентов каналов внутренней и внешней стабилизации соответственно. Видно, что для расчета алгоритму потребовалось произвести вдвое больше итераций (n), чем в первом случае, при этом фактическое время расчета увеличилось в 5 раз.

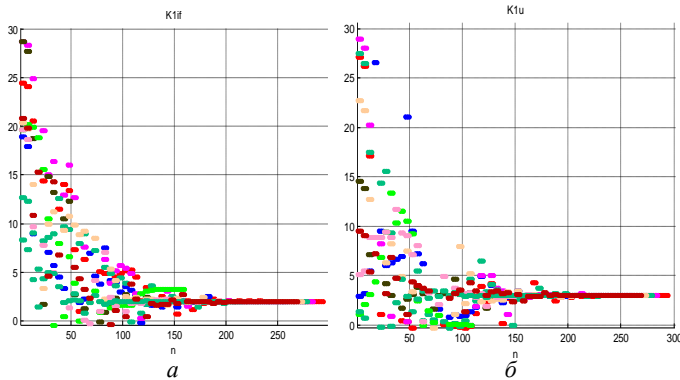


Рис. 5. Вычисление коэффициентов каналов внутренней стабилизации $K1f$ (a) и $K1u$ (b) алгоритмом *fminunc*

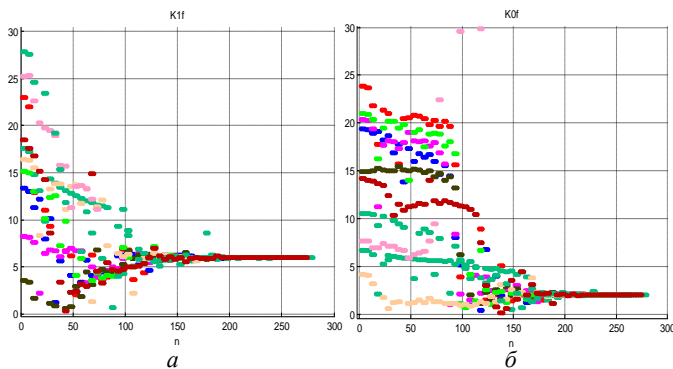


Рис. 6. Вычисление коэффициентов каналов внешней стабилизации $K1f$ (a) и $K0f$ (b) алгоритмом *fminunc*

Погрешность расчета коэффициентов каналов стабилизации составила не более 3 %.

В ходе опытов была проверена возможность нахождения всех коэффициентов каналов АРВ одновременно, то есть целевая функция содержала шесть переменных. Погрешность при этом составила не более 1 %, однако время расчета по сравнению с первым опытом увеличилось почти в 18 раз.

Таким образом, для любого из рассмотренных случаев алгоритм *fminunc* дает погрешность не более 4 %, а время расчета зависит от числа переменных.

В. FMINCON

Функция *fmincon* из пакета Optimization Toolbox MATLAB реализует поиск минимума скалярной функции многих переменных при наличии ограничений [3]. Алгоритм позволяет ограничить диапазон изменения искомым коэффициентов.

Результаты, полученные при использовании данного алгоритма, полностью совпадают с результатами вычислений алгоритмом *fminunc*. Однако стоит отметить, что во многих случаях данный алгоритм производит расчеты значительно быстрее.

С. Генетический алгоритм

Генетический алгоритм (ГА) – это метод решения оптимизационных задач, основанный на биологических принципах естественного отбора и эволюции.

В данной работе для ГА использовалась целевая функция, как в предыдущих алгоритмах.

На рис. 7 показано вычисление коэффициентов АРН, горизонтальная ось обозначает количество особей (хромосом), то есть число пробных решений алгоритма.

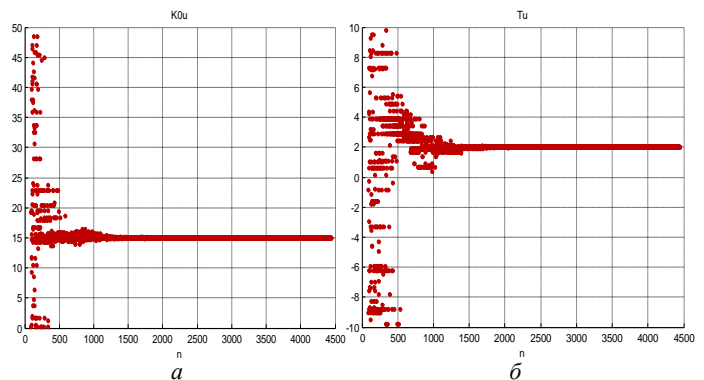


Рис. 7. Вычисление коэффициентов $K0u$ (a) и Tu (b) генетическим алгоритмом

Погрешность вычислений составляет 0,4 %, то есть так же, как у алгоритма *fminunc*, но ГА в 10 раз медленнее.

На рис. 8 изображены АЧХ замкнутой АСР при включенных каналах стабилизации.

В ходе работы произведена сравнительная оценка рассмотренных алгоритмов. Оценивались время расчета и максимальная погрешность вычислений. На рис. 9 показаны диаграммы времени и погрешности расчетов разных алгоритмов для случая расчета коэффициентов каналов стабилизации. Максимальную погрешность все алгоритмы показывают при вычислении $K0f$, погрешности остальных коэффициентов составили менее 1 %.

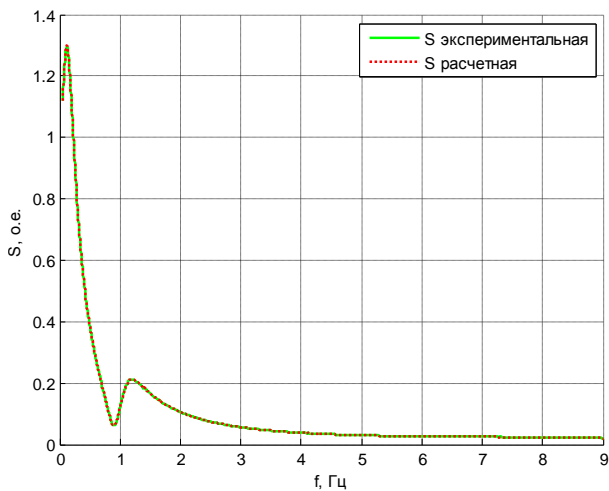


Рис. 8. АЧХ замкнутой АСР при включенных каналах стабилизации

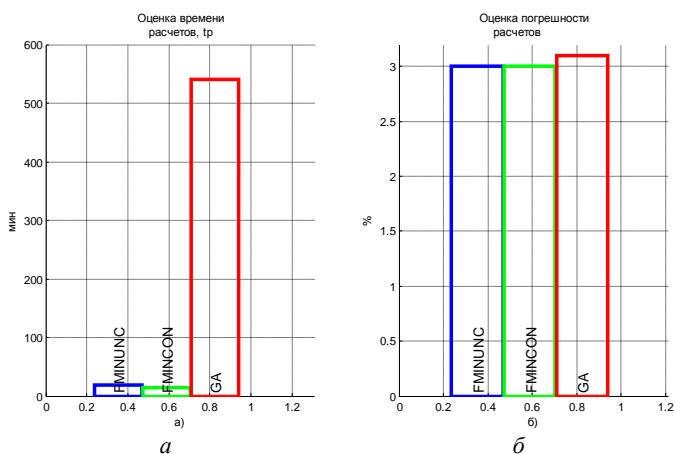


Рис. 9. Диаграммы времени (а) и максимальных погрешностей (б) расчетов рассмотренных алгоритмов при включенных каналах стабилизации

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представлена методика, позволяющая достаточно точно оценивать параметры АРВ с использованием различных алгоритмов оптимизации на основе измерений УСВИ.

В ходе исследования был проведен сравнительный анализ применения различных типов алгоритмов оптимизации. Было показано, что, несмотря на хорошие показатели и достаточную точность, ГА требует значительно больше времени для расчета, чем другие рассмотренные алгоритмы, особенно при увеличении количества переменных.

Таким образом, данная методика позволяет расширить область применения УСВИ и проводить мониторинг состояния АРВ в реальном времени.

Список литературы

- [1] Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012, дата утверждения 03.04.2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов.
- [2] Золотых Н.Ю. Использование пакета MATLAB в научной и учебной работе: Учебно-методические материалы по программе повышения квалификации / Н. Новгород, 2006.
- [3] Дашенко О.Ф., Кириллов В.Х., Коломиец Л.В., Оробей В.Ф. MATLAB в инженерных и научных расчетах: Монография. Одесса: Астропринт, 2003.
- [4] Никулин А.Е. Основы теории автоматического управления. Частотные методы анализа и синтеза систем: Учеб. пособие для вузов. – СПб.: БХВ-Петербург, 2004. – 640 с.
- [5] Арцишевский Я.Л., Климова Т.Г., Жуков А.В., Сацук Е.И., Расцепляев А.И. Использование программно-аппаратного комплекса RTDS для анализа функционирования автоматических регуляторов возбуждения. Получение и верификация моделей микропроцессорных АРВ // Энергетик. 2014. № 1

Применение дистанционных защит в сетях с многосторонним питанием

О.А. Онисова, А.В. Шивиров

ОАО «Всероссийский научно-исследовательский, проектно-конструкторский и технологический институт релестроения с опытным производством»
Чебоксары, Россия
shivirov@mail.ru

В условиях децентрализации крупных энергосистем актуальной становится задача построения релейной защиты разветвленных распределительных сетей с несколькими источниками питания. Применительно к таким сетям представляет интерес проведение исследований функционирования дистанционного принципа и разработка рекомендаций по его применению. В докладе приведены качественные и количественные исследования влияния многостороннего питания места повреждения на замеры дистанционных органов и селективность действия дистанционных защит. На основе проведенных исследований даны рекомендации по применению и выбору параметров срабатывания дистанционных защит распределительных сетей с многосторонним питанием.

Ключевые слова: дистанционная защита, децентрализация энергосистем, распределительные сети с многосторонним питанием, дистанционный принцип, быстрдействие и селективность дистанционных защит.

The application of distance protection in distribution grids with several sources

Olga Onisova, Artem Shivirov
VNIIR JSC
Cheboksary, Russian Federation
shivirov@mail.ru

Under power system decentralization conditions development of relay protection of distribution grids with several sources is an urgent problem. There is interest to study operation of distance protection in this type of grids and develop recommendations for its application. Researches at impact of installed sources on measurements and selectivity of distance protection were carried out in the report. Based on the researches there were developed recommendations for application and choosing relay protection settings of distance protection used in medium-voltage grids with several sources.

Keywords: distance protection, decentralization of power systems, distribution grids with several sources, distance principle, high-speed trip and selectivity of distance protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время сформировалась устойчивая тенденция к децентрализации больших энергосистем. Прежде всего, это связано с тем, что в условиях роста энергопотребления эффективным решением проблемы дефицита генерирующих мощностей становится установка на уровне распределительных сетей источников, обеспечивающих питанием местных потребителей.

Это приводит к изменению условий функционирования релейной защиты. Актуальной становится задача построения релейной защиты разветвленных распределительных сетей с несколькими источниками питания.

В качестве резервных, а в некоторых случаях и основных защит линий электропередачи (ЛЭП) в распределительных сетях 35–220 кВ широкое распространение получили дистанционные защиты [1]. Далее будут рассмотрены особенности влияния подключаемых к рас-

пределительной сети источников на функционирование дистанционной защиты (ДЗ).

II. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С МНОГОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Известно, что промежуточная подпитка места короткого замыкания (КЗ) может оказывать значительное влияние на замеры дистанционных органов [2, 3]. Это влияние, достаточно подробно изученное для двухмашинной схемы, может проявляться как в увеличении, так и в уменьшении измеряемого сопротивления, вследствие чего могут возникать условия для неселективной работы защит.

В сети с несколькими источниками питания условия работы ДЗ усложняются в сравнении с двухмашинной схемой [4, 5], особенно если подключенные к сети источники соизмеримы друг с другом по мощности.

Кроме того, для распределительной сети в общем случае характерны низкая степень наблюдаемости электрических режимов и значительные изменения режимов работы отдельных источников в соответствии с графиком нагрузки локальных потребителей. Это расширяет и диапазоны возможных параметров аварийных режимов.

Необходимо также учитывать, что агрегаты подключаемых к сети электростанций малой и средней мощности, как правило, характеризуются небольшими значениями механических постоянных инерции. Это обуславливает снижение динамической устойчивости фрагмента сети. В связи с этим, возможность использования дистанционных защит в качестве основных имеет некоторые ограничения, поскольку быстродействующая ступень дистанционной защиты имеет неполный «охват» защищаемой линии. Кроме того, расчетная зона действия быстродействующей ступени ДЗ может сокращаться вследствие двухсторонней подпитки места повреждения. В некоторых случаях с целью сохранения устойчивой параллельной работы электростанций может потребоваться быстрое отключение КЗ на всей длине линии.

III. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ДЗ В СЕТИ С МНОГОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

В общем случае распределительную сеть с многосторонним питанием можно свести к трехмашинной схеме (рис. 1).

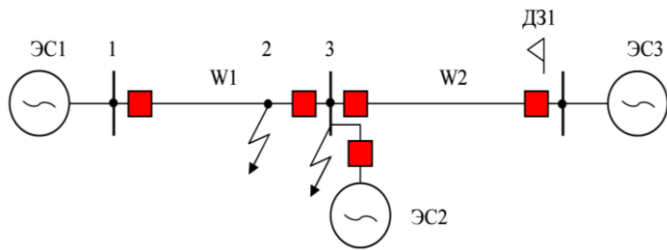


Рис. 1. Схема распределительной сети с тремя источниками питания

В качестве примера рассмотрена сеть 110 кВ. Параметры основных элементов сети приведены в табл. 1.

ТАБЛИЦА I. ПАРАМЕТРЫ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТИ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение сети, кВ	110
Ток трехфазного КЗ на шинах эквивалентной энергосистемы ЭС1, кА	5
Мощность эквивалентных источников ЭС2 и ЭС3 ($S_{ЭС2}, S_{ЭС3}$), приведенная к мощности системы ЭС1 ($S_{ЭС1}$), о.е.	[0,2; 0,5]
Диапазон изменения углов между векторами ЭДС эквивалентных источников ЭС2 и ЭС3, град.	[-30; 30]
Протяженности ЛЭП W1, W2 (L_{W1}, L_{W2}), км	[10; 50]
Удельное сопротивление линий W1 и W2, Ом/км	0,1 + j0,4
Междуфазное переходное сопротивление в месте КЗ (R_f), Ом	5

Для симметричного КЗ в точке 2 рассматриваемая сеть описывается следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} \dot{E}_{ЭС1} = \dot{I}_{ЭС1} \cdot (jX_{ЭС1} + Z_{12}) + (\dot{I}_{ЭС1} + \dot{I}_{ЭС2} + \dot{I}_{ЭС3}) \cdot R_f; \\ \dot{E}_{ЭС2} = \dot{I}_{ЭС2} \cdot jX_{ЭС2} + (\dot{I}_{ЭС2} + \dot{I}_{ЭС3}) \cdot Z_{23} + \\ + (\dot{I}_{ЭС1} + \dot{I}_{ЭС2} + \dot{I}_{ЭС3}) \cdot R_f; \\ \dot{E}_{ЭС3} = \dot{I}_{ЭС3} \cdot (jX_{ЭС3} + Z_{W2}) + (\dot{I}_{ЭС2} + \dot{I}_{ЭС3}) \cdot Z_{23} + \\ + (\dot{I}_{ЭС1} + \dot{I}_{ЭС2} + \dot{I}_{ЭС3}) \cdot R_f, \end{cases} \quad (1)$$

где $\dot{E}_{ЭС1,2,3}$, $\dot{I}_{ЭС1,2,3}$, $X_{ЭС1,2,3}$ – ЭДС, составляющие тока КЗ и индуктивные сопротивления эквивалентных систем ЭС1, ЭС2, ЭС3 соответственно; Z_{12} , Z_{23} – сопротивления участков 1–2 и 2–3 линии W1 соответственно (рис. 1); R_f – переходное сопротивление в месте КЗ.

Сопротивление, замеряемое защитой со стороны системы ЭС3 в рассматриваемом режиме:

$$Z_{ДЗ1} = Z_{W2} + \left(1 + \frac{\dot{I}_{ЭС2}}{\dot{I}_{ЭС3}}\right) \cdot Z_{23} + \left(1 + \frac{\dot{I}_{ЭС1} + \dot{I}_{ЭС2}}{\dot{I}_{ЭС3}}\right) \cdot R_f. \quad (2)$$

В (2) комплексные величины токов $\dot{I}_{ЭС1}$, $\dot{I}_{ЭС2}$, $\dot{I}_{ЭС3}$ – решения системы уравнений (1).

Представляет интерес проанализировать влияние на работу рассматриваемой защиты двух основных факторов:

- мощности подключаемого в промежуточном узле сети источника (ЭС2);
- перераспределения потоков мощности между источниками ЭС1 и ЭС2 в доаварийном режиме в пределах прилегающего к ним фрагмента сети (участок 1–3, рис. 1).

IV. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

Влияние мощности подключаемого в промежуточном узле сети источника. На рис. 2 приведены годографы измеряемых защитой сопротивлений при коротком замыкании в точке 3 с переходным сопротивлением, построенные при варьировании параметров предшествующего повреждению режима для разных соотношений мощностей источников сети.

Включение промежуточного источника приводит к расширению областей измеряемых сопротивлений (как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения значений) в сравнении со случаем двухстороннего питания. Для количественного анализа замеряемого сопротивления в рассматриваемом случае удобно использовать комплексный коэффициент токораспределения $K_{ТОК}$, определяемый отношением тока, протекающего в месте короткого замыкания (через переходное сопротивление) к току, «наблюдаемому» защитой. Диапазоны изменения модуля и аргумента $K_{ТОК}$ в зависимости от соотношения мощностей подключенных источников ЭС1 и ЭС2 приведены в табл. 2.

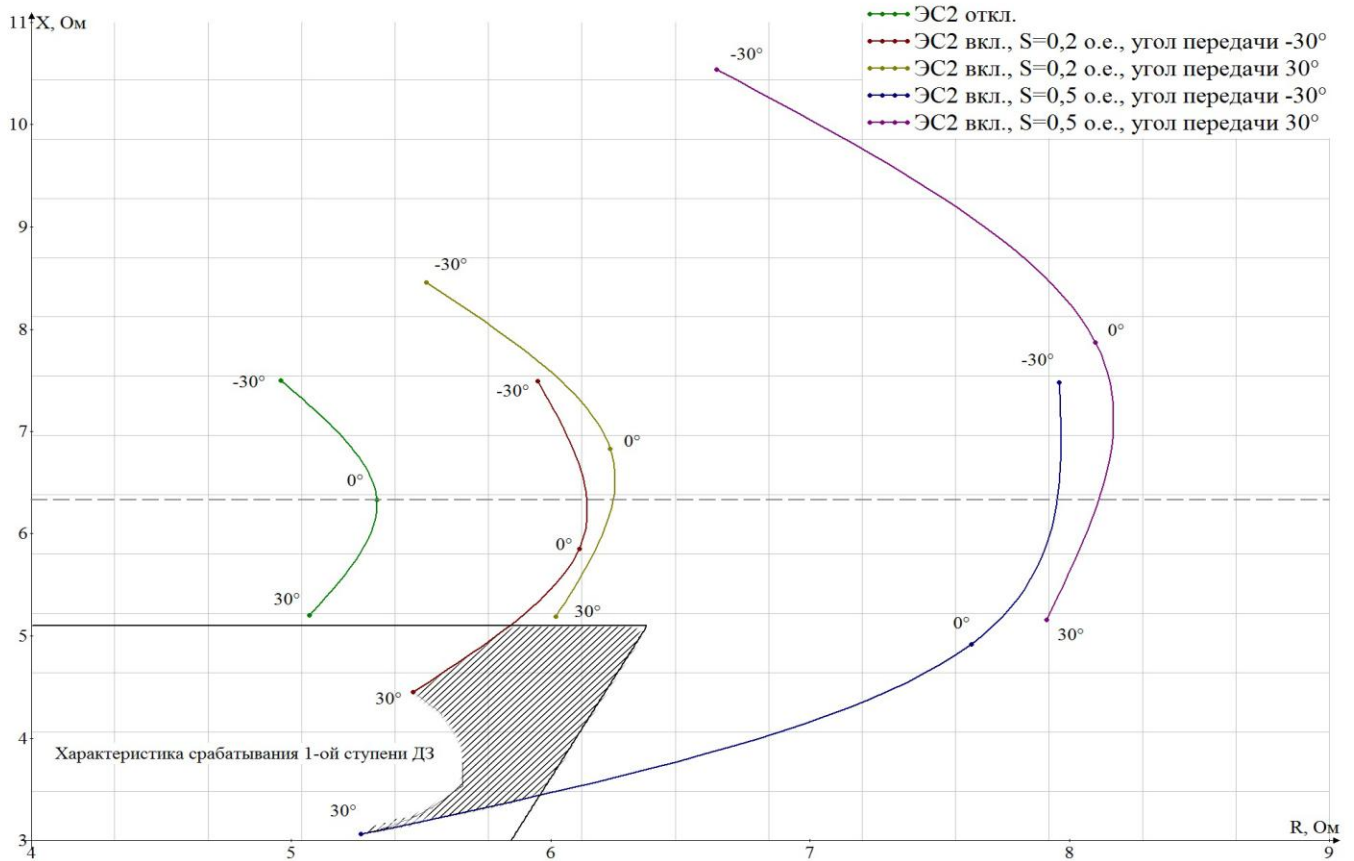


Рис. 2. Замеряемое сопротивление при КЗ на шинах системы ЭС2

ТАБЛИЦА II. ИЗМЕНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА $K_{\text{ТОК}}$ ПРИ КЗ НА ШИНАХ СИСТЕМЫ ЭС2

Доаварийный режим	Диапазон значений амплитуды $K_{\text{ТОК}}$	Диапазон значений аргумента $K_{\text{ТОК}}$
Система ЭС2 отключена	2,25 ... 2,36	-13,5 ... 21,7°
Система ЭС2 включена, $S_{\text{ЭС2}} = 0,2$ о.е.	2,61 ... 2,94	-22,0 ... 29,7°
Система ЭС2 включена, $S_{\text{ЭС2}} = 0,5$ о.е.	3,42 ... 4,16	-32,3 ... 40°

При относительном значении мощности источника ЭС2 $S_{\text{ЭС2}} = 0,2$ о.е. амплитуда $K_{\text{ТОК}}$ увеличивается примерно в 1,2 раза, а значение аргумента изменяется в пределах от -22 до 29,7°. При значении $S_{\text{ЭС2}} = 0,5$ о.е. амплитуда $K_{\text{ТОК}}$ увеличивается в 1,5 раза, а значение аргумента изменяется от -32,3 до 40°.

Значительное влияние на замер сопротивления (при рассматриваемых диапазонах мощностей источников) оказывают параметры предшествующего повреждению режима. Это обуславливает изменение в большей степени аргумента $K_{\text{ТОК}}$ и, следовательно, аргумента измеряемого защитой сопротивления. При этом возможно «попадание» замера сопротивления в характеристику срабатывания первой ступени ДЗ (см. рис. 2). Отстройка от режимов внешних КЗ может осуществляться известными методами (задание угла наклона верхней части характеристики,

уменьшение «охвата» характеристики по активному сопротивлению), однако это, как правило, приводит к значительному снижению эффективности ступени защиты, действующей без выдержки времени. Последнее не всегда допустимо по условиям устойчивости параллельной работы генераторов в сети.

Влияние перераспределения потоков мощности между источниками ЭС1 и ЭС2. При КЗ с переходным сопротивлением на линии W1 на измеряемое защитой сопротивление оказывают влияние взаимные перетоки мощности между источниками ЭС1 и ЭС2 в доаварийном режиме. Изменение замера сопротивления вследствие изменения потоков мощности между удаленными источниками ЭС1 и ЭС2 при неизменном режиме работы источника ЭС3, со стороны которого осуществляется наблюдение, математически определяется слагаемым

$$\Delta Z = \frac{I_{\text{ЭС2}} \cdot Z_{23} + (I_{\text{ЭС1}} + I_{\text{ЭС2}}) \cdot R_f}{I_{\text{ЭС3}}}$$

в уравнении (2).

На рис. 3 показано расположение замеров сопротивления при КЗ через переходное сопротивление на расстоянии $0,8L_{W1}$ от точки 3 ($S_{\text{ЭС1}} = 0,5$, $S_{\text{ЭС2}} = 0,35$ о.е.; $L_{W1} = 45$ км, $L_{W2} = 15$ км) для разных перетоков мощности между системами ЭС1 и ЭС2. Вектор 1 соответствует фактическому сопротивлению от места установки рассматриваемой защиты до места КЗ. Изменение сопротивления, обусловленное слагаемым ΔZ , отражают векторы 2, 3 и 4 (режим работы источника ЭС3 при этом не изменяется; переток мощности по линии W2

отсутствует). Аргумент замераемого сопротивления вследствие изменения в доаварийном режиме перетоков мощности между источниками ЭС1 и ЭС2 изменяется в пределах от 49,8 до 75,2°.

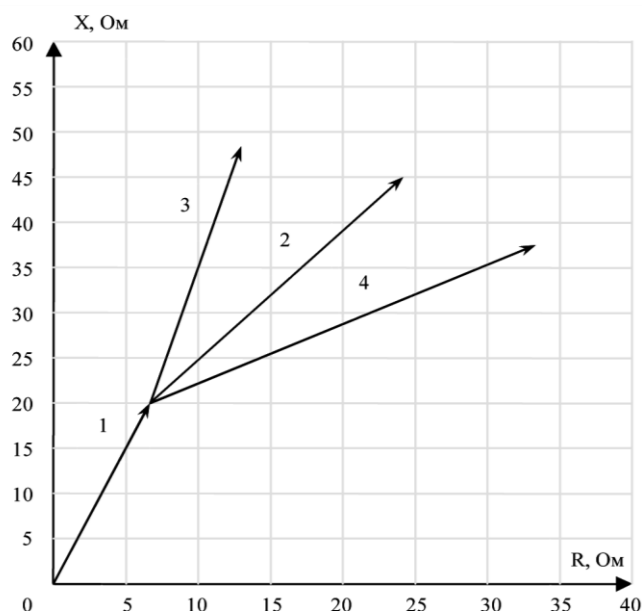


Рис. 3. Изменение замераемого сопротивления в зависимости от перераспределения мощности в сети

Наличие многостороннего питания места КЗ и перераспределение потоков мощности в доаварийном режиме между источниками в пределах распределительной сети может в ряде случаев приводить к нарушению условий селективности действия защит. Так, например, если система ЭС2 работает в режиме приема мощности, а система ЭС3 – в режиме передачи, зона действия защиты ДЗ1 увеличивается, а защиты ДЗ2, напротив, уменьшается. На рис. 4 приведена диаграмма селективности действия этих защит (в рассматриваемом случае: $S_{ЭС1} = 0,35$, $S_{ЭС2} = 0,2$ о.е.; $L_{W1} = 15$ км, $L_{W2} = 45$ км). Область, «перекрываемая» зонами действия вторых ступеней ДЗ1 и ДЗ2, обозначена штриховкой. Отмеченную особенность необходимо принимать во внимание при согласовании дистанционных защит электрических сетей с многосторонним питанием.

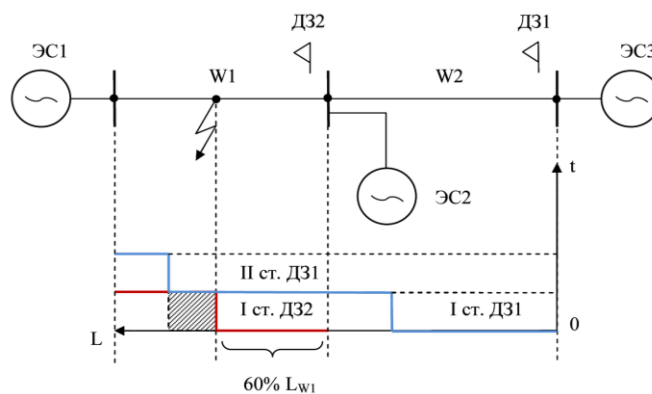


Рис. 4. Карта селективности защит ДЗ1 и ДЗ2

V. ВЫВОДЫ

Рассмотрено влияние электростанций малой и средней мощности на функционирование дистанционной защиты в распределительных сетях с многосторонним питанием.

В сети с многосторонним питанием условия обеспечения селективности действия защит усложняются: изменение зон действия резервных ступеней защиты определяется, в том числе, взаимными перетоками мощности в доаварийном режиме между удаленными источниками. Указанное необходимо учитывать при выборе расчетных схемно-режимных условий для выполнения согласования защит.

Результаты исследований могут оказаться полезными при проектировании релейной защиты распределительных сетей, в частности при выборе параметров срабатывания дистанционных защит.

Список литературы

- [1] Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976. – 500 с.
- [2] Атабеков Г.И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. – М.: ГЭИ, 1957. – 344 с.
- [3] Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. – М.: Энергоиздат, 2005. – 322 с.
- [4] Рекомендации по выбору уставок дистанционных защит от всех видов коротких замыканий и токовых защит устройства 7SA 522.
- [5] Кожин А.Н., Рубинчик В.А. Релейная защита линий с ответвлениями. – М.: Энергия, 1967. – 264 с.

Особенности функциональной логики АПВ в терминалах различных производителей. Выбор уставок АПВ для терминалов с нетиповой логикой

П.Д. Просвиряков
Филиал АО «СО ЕЭС» «Свердловское РДУ»
Екатеринбург, Россия
ppd@sverdu.so-ups.ru

Проведён анализ схем функциональной логики АПВ терминалов различных производителей. Выявлены особенности задания параметров настройки функций АПВ. Описаны случаи, способные повлечь некорректную работу функций АПВ. Разработаны оптимальные алгоритмы правильного задания уставок АПВ для различных конфигураций первичных схем энергообъектов и устройств автоматики управления выключателем напряжением 110–220 кВ.

Ключевые слова: микропроцессорные устройства РЗА, автоматическое повторное включение, параметры настройки функции АПВ, автоматика управления выключателем, проектирование и эксплуатация.

Features of functional reclosure logic in terminals from different manufactures. Setup reclosure settings for terminals with atypical logic

P.D. Prosviryakov
«RDO of the Sverdlovsk ES», branch of «System Operator of the United Power System», Joint-stock Company
Ekaterinburg, Russian Federation
ppd@sverdu.so-ups.ru

The analysis of the functional logic circuit reclosure terminals from different manufacturers is performed. The features of setting setuping reclosure function are found. Cases that may cause undesired operation reclosure functions are described. Optimal algorithms wich provide correct setpoint reclosure for various configurations of primary power circuits 110–220 kV and reclosure circuits are developed.

Keywords: microprocessor-based relay protection and automation devices, automatic reclosing, reclosure function settings switch control equipment, engineering and operation.

Внедрение микропроцессорных устройств РЗА отечественных и зарубежных производителей способствует распространению различных алгоритмов построения функциональной логики этих устройств. В частности, реализация схем АУВ и АПВ в устройствах разных производителей имеет значительные отличия и в функциональных схемах, и в задании параметров настройки.

Одним из наиболее существенных отличий является организация запуска выдержки времени АПВ в схемах с контролем условий включения выключателя.

В типовой отечественной схеме (например, в устройстве РПВ-58) пуск АПВ производится по факту несоответствия реле фиксации команды (положения ключа управления) фактическому состоянию привода выключателя. Катушка реле времени, определяющего длительность цикла АПВ, собрана последовательно с контактами реле, контролирующими условия наличия напряжения и синхронизма. Таким образом, выдержка времени АПВ запускается только после выполнения условий для включения. Данная особенность нивелирует такой недостаток схемы, как невозможность контроля

разницы частот разделившихся частей энергосистемы: при слишком большом значении этого параметра до истечения выдержки времени контролируемые напряжения разойдутся на недопустимый по условиям включения угол и схема вернется в исходное состояние.

В микропроцессорных терминалах РЗА зарубежных производителей используется принципиально иной подход к организации схемы АУВ и АПВ. Пуск АПВ осуществляется либо по факту действия защит на функцию АПВ, либо по факту возврата защит пускающих АПВ. При этом активация таймера «выдержка времени АПВ» происходит в момент пуска функции АПВ. По истечении выдержки времени производится либо одномоментная, либо в течение заданного времени проверка условий включения выключателя, при выполнении которых формируется команда на включение.

С правильно заданными параметрами настройки данные схемы корректно работают совместно с выключателями, имеющими сравнительно небольшое собственное время включения. Однако использование терминалов с одномоментной проверкой выполнения условий

для управления выключателями с большими временами включения (например, полное время включения масляного бакового выключателя МКП-220 превышает 0,8 с) повышает риск несинхронных включений. За промежуток времени от формирования импульса на включение выключателя до замыкания его контактов угол между контролируемыми напряжениями может достигнуть недопустимых значений. К примеру, при разности частот 0,2 Гц за 0,8 с отклонение превысит 57°. Для устранения недостатков подобной конфигурации первичного оборудования и устройств РЗА следует воспользоваться одним из следующих способов.

1. Использовать логику АПВ с улавливанием синхронизма (УС). Недостатком данного решения является недопустимость отклонения фактического полного времени включения выключателя от паспортных значений. При этом следует иметь в виду, что у масляных баковых выключателей этот параметр зависит от стабильности напряжения оперативного тока цепи включения, а также от температуры окружающей среды. Для выключателей с высоким значением полного времени включения нельзя гарантировать корректную работу логики УС.

2. Задать параметры настройки функций контроля синхронизма, ограничив максимальную разность частот контролируемых напряжений. Зная допустимое расхождение углов контролируемых напряжений и полное время включения выключателя, можно составить следующее соотношение:

$$\Delta f \leq \frac{2 \cdot (\Delta U / 360^\circ)}{(t_{\text{вкл.выкл}} + t_{\text{зап}})}, \quad (1)$$

где ΔU – максимально допустимое расхождение углов контролируемых напряжений; $t_{\text{вкл.выкл}}$ – полное время включения выключателя; $t_{\text{зап}}$ – время запаса, учитывающее возможную задержку включения выключателя.

Недостатком подобного решения является возможное дополнительное снижение допустимой разницы частот, чем это необходимо по режиму. Стоит отметить, что данное ограничение не исключает несинхронных включений в случае одномоментной проверки условий включения выключателя в момент нахождения контролируемых напряжений в пределах допустимого угла.

3. Внести изменения в штатную логику модуля АУВ и АПВ с целью приведения её либо к логике с длительной проверкой условий включения, либо типовой отечественной. Недостатком будет являться появление вторичного контроля допустимой разницы частот.

Для логики с длительной проверкой условий включения минимальное время выполнения условий синхронизма определяется соотношением:

$$t \geq \frac{2 \cdot (\Delta U / 360^\circ)}{\Delta f}. \quad (2)$$

Следует отметить, что комплексная реконструкция энергообъекта с заменой устаревших выключателей многократно снижает риски несинхронных включений.

Еще одним следствием использования логики, отличной от типовой отечественной, является изменение методики выбора выдержки времени АПВ для линий с двухсторонним питанием.

Для устройства АПВ, выполненного с использованием типовой отечественной логики, выдержка времени включения выключателя в цикле АПВ определяется по формуле:

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{защ2}} - t_{\text{защ1}} + t_{\text{откл2}} - t_{\text{откл1}} + t_{\text{зап}}, \quad (3)$$

где $t_{\text{АПВ1}}$, $t_{\text{защ1}}$, $t_{\text{откл1}}$ – наименьшие выдержка времени АПВ, выдержка времени защиты и время отключения выключателя на своём конце линии; $t_{\text{откл2}}$ – время отключения выключателя на противоположном конце линии; $t_{\text{зап}}$ – время запаса.

Стоит учесть, что данная формула справедлива только для выдержки времени, запускаемой в момент выполнения условий для включения – успешной постановки линии под напряжение с противоположного конца. Если активация таймера «выдержка времени АПВ» происходит в момент срабатывания (возврата) защит, а проверка условий включения выключателя является одномоментной, величину выдержки времени следует отстраивать от возможной неуспешной постановки линии под напряжение на неустранившееся КЗ от АПВ с противоположной стороны:

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{защ2}} - t_{\text{защ1}} + t_{\text{откл2}} + t_{\text{АПВ2}} + t_{\text{вкл2}} + t_{\text{опроб2}} + t_{\text{откл2}} + t_{\text{зап}}, \quad (4)$$

где $t_{\text{АПВ2}}$, $t_{\text{вкл2}}$ – выдержка времени АПВ и время включения выключателя на противоположном конце линии; $t_{\text{опроб2}}$ – выдержка времени защиты противоположного конца линии при опробовании от АПВ. Принимается равной выдержке времени автоматического ускорения защит (при наличии) либо времени ступени противоположного конца линии в каскаде.

Для логики с длительной проверкой условий включения сумму выдержек времени бестоковой паузы перед АПВ и выдержки времени проверки выполнения условий включения выключателя следует принимать равной $t_{\text{АПВ1}}$ (4). При этом минимальное время выполнения условий синхронизма определяется (2).

Список литературы

- [1] Богорад А.М., Назаров Ю.Г. Автоматическое повторное включение в энергосистемах. М.: Энергия, 1969.
- [2] Беркович М.А., Гладышев В.А., Семенов В.А. Автоматика энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1991.

Автоматизированный способ контроля изоляции цепей возбуждения синхронного генератора

Ю.В. Романов, А.В. Емельянов, А.А. Нестерин
ООО «ИЦ «Бреслер»»
Чебоксары, Россия
nesterin@inbox.ru

Используемые методы контроля сопротивления изоляции цепей возбуждения являются малоэффективными или вовсе не обеспечивают необходимой точности измерения. В статье рассмотрены принципы работы устройства защиты, основанного на методе наложения контрольного тока низкой частоты, и устройства контроля сопротивления изоляции, основанного на методе трёх вольтметров. Описаны недостатки используемых защит и предложена автоматизация метода трёх вольтметров.

Ключевые слова: релейная защита, контроль изоляции, синхронные генераторы, метод трёх вольтметров.

Automated algorithm of synchronous generator isolation control

Y.V. Romanov, A.V. Emelyanov, A.A. Nesterin
Research center «Bresler» Ltd,
Cheboksary, Russia
nesterin@inbox.ru

Used methods of control of insulation resistance circuits excitation is ineffective or does not provide the necessary accuracy. The article describes the principles of the protection device which based on the method of imposing control low-frequency current and insulation resistance monitoring device based on the method of three voltmeters. It is described disadvantages of used protections. It is offered automation of the method of three voltmeters.

Keywords: relay protection, insulation monitoring, synchronous generators, the method of three voltmeters.

I. ВВЕДЕНИЕ

Самая дорогостоящая часть генератора – это изоляция его обмоток, повреждения которой приводят к подавляющему большинству аварий [1]. Износ изоляции вызван спецификой работы синхронных генераторов, в связи с чем необходимо непрерывно контролировать её состояние.

Одним из опасных видов повреждения для синхронной машины является замыкание обмотки ротора в двух точках. Подобное может приводить к выгоранию части изоляции и серьёзным механическим повреждениям, а следовательно, генератор в таком режиме должен быть немедленно выведен из работы [2]. Двойному замыканию зачастую предшествует замыкание обмотки в одной точке, которое само по себе не является опасным. Однако его выявление позволяет предупредить дальнейшее развитие аварии и своевременно принять необходимые меры.

В отечественной практике широко известны защиты от замыкания в одной точке цепей возбуждения, основанные на наложении контрольного тока низкой частоты, такие как КЗР-3 и БЭ-1104. Наряду с этими защитами для контроля изоляции используется так называемый метод трёх вольтметров.

II. ИССЛЕДУЕМЫЙ ОБЪЕКТ

Состояние изоляции цепей возбуждения оценивается исходя из величины сопротивления, которая в отсутствие

износа и повреждений составляет десятки мегаом. На рис. 1, помимо сопротивления изоляции системы возбуждения $R_{изСВ}$ и сопротивления изоляции обмотки возбуждения $R_{изОВ}$, также указаны соответствующие эквивалентные ёмкости системы возбуждения $C_{СВ}$ и обмотки возбуждения $C_{ОВ}$, которые обусловлены протяжённостью проводников. Их величина в основном зависит от протяжённости цепей возбуждения и может составлять порядка 5 мкФ.

Контакт вала ротора с землёй осуществляется при помощи специальной заземляющей щётки (ЗЩ), а для защит, в свою очередь, контакт с валом обеспечивает релейная щётка (РЩ). Такие контакты являются одним из самых ненадёжных узлов в системе защиты от замыкания на землю в цепи ротора [3]. Нарушение скользящих контактов может сопровождаться как появлением переходных сопротивлений, так и полным отскоком щёток от контактных колец.

III. МЕТОД НАЛОЖЕНИЯ

Как было упомянуто ранее, одной из защит, основанной на данном методе, является КЗР-3. В виду того, что сопротивление совместно используемых частотных фильтров никак не скомпенсировано, защита не может быть использована при больших ёмкостях цепей возбуждения, что является её основным недостатком.

В защите ротора БЭ-1104, схема которой приведена на рис. 2, было устранено влияние ёмкостей на точность измерения сопротивления изоляции путём введения компенсирующей ветви.

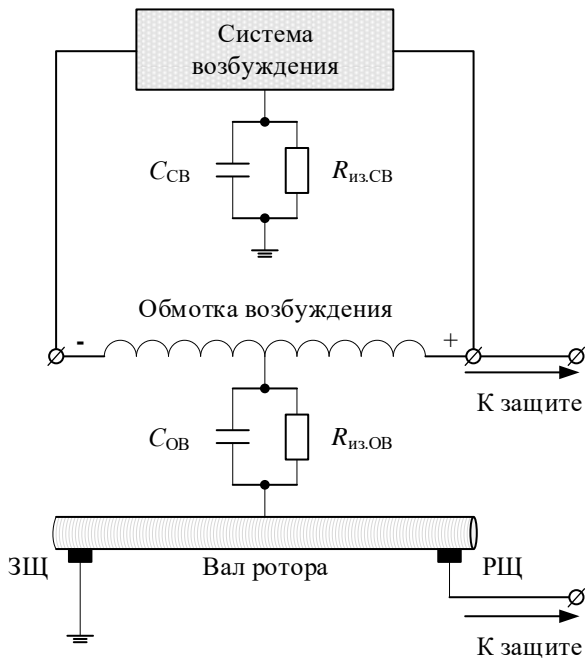


Рис. 1. Контролируемая цепь возбуждения

А также заявлено, что при помощи таблицы зависимости сопротивления $R_{из}$ от ΔU , график которой представлен на рис. 3, стало возможным контролировать сопротивление изоляции цепей возбуждения, начиная с 80 кОм. Однако исследования [4] показывают, что нелинейность сопротивления фильтра, а также его зависимость от температуры не позволяют осуществлять контроль сопротивления изоляции с указанной погрешностью. Кроме того, отсутствие надёжного контроля отскока релейной и заземляющей щёток может привести к ложному срабатыванию защиты. Несмотря на то, что в защите с компенсирующей ветвью имеется блокировка при нарушении контакта щёток, она предусмотрена только при полной потере контакта с валом, а возникновение неполного нарушения контакта щёток может приводить к ложной работе [3, 5].

Защита с компенсирующей ветвью работает по следующему принципу [8]. К защищаемой цепи возбуждения через частотный фильтр БЭ-1105 прикладывается напряжение от источника $E_{нал}$, частота которого подбирается близкой к частоте резонанса фильтра. Помимо полосового фильтра, БЭ-1105 имеет устройство ограничения напряжения (УОН), предназначенное для защиты электронного блока БЭ-1104. Компенсирующая ветвь, состоящая из магазина сопротивлений R_k и магазина ёмкостей C_k , настраивается таким образом, чтобы ток компенсации I_2 был равен наложенному току I_1 .

При помощи трансформатора тока, имеющего обмотки w_1 , w_2 и w_3 , с шунта $R_{ш}$ снимается напряжение ΔU , по значению которого можно судить о величине сопротивления изоляции цепей возбуждения.

Исходя из устройства защиты, можно отметить, что компенсирующая ветвь настраивается на определённую ёмкость цепей возбуждения, а следовательно, такая компенсация должна быть предусмотрена как для основной, так и для резервной систем возбуждения.

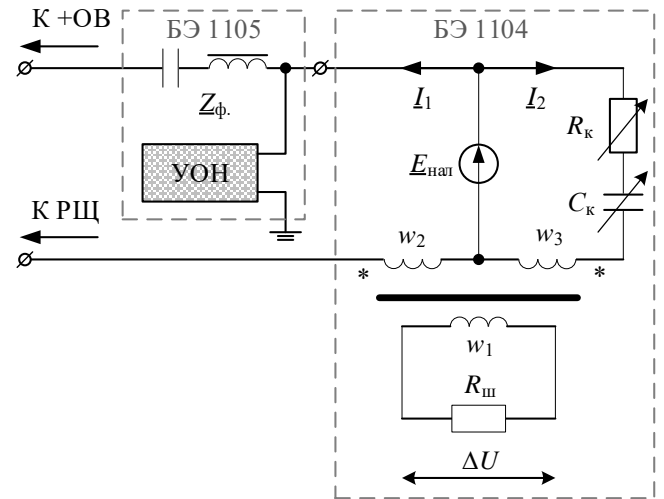


Рис. 2. Схема защиты с компенсирующей ветвью

Следует отметить, что при этом ёмкости основной и резервной систем возбуждения должны быть заранее известны и выставлены в устройстве.

Для оценки влияния измерительной погрешности на точность измерения сопротивления изоляции была выведена зависимость измеряемого напряжения ΔU от сопротивления:

$$\Delta U = E_{нал} \cdot R_{ш} \cdot \left(\frac{1}{Z_{ф} + R_{изCB} - jX_{С_{эКВ}}} - \frac{1}{R_k - jX_{C_k}} \right), \quad (1)$$

где $Z_{ф}$ – сопротивление фильтра на частоте наложения; $X_{С_{эКВ}}$ – эквивалентное ёмкостное сопротивление цепи возбуждения и X_{C_k} – ёмкостное сопротивление компенсирующей ветви.

Построенная по формуле (1) характеристика (рис. 3) находится в заявленном диапазоне измерения, начиная с 80 кОм. Полученные результаты полностью совпадают с таблицей, указанной в документации защиты БЭ-1104. Нелинейность зависимости сопротивления $\hat{R}_{из}$ от величины измеряемого напряжения ΔU указывает на то, что даже при невысоких погрешностях измерения замер сопротивления может быть сильно искажён.

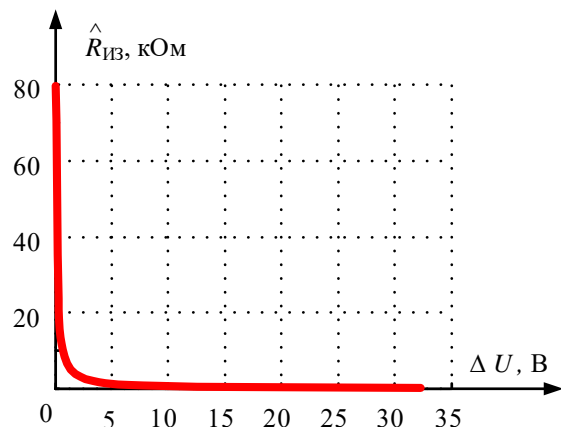


Рис. 3. Характеристика зависимости замера напряжения от сопротивления изоляции

Суммарная погрешность измерения сопротивления изоляции для БЭ-1104 состоит из погрешности измерительного трансформатора тока, методической погрешности, вследствие которой неполное нарушение контакта может значительно исказить замер, а также погрешности, вызванной нелинейностью и зависимостью частотного фильтра от температуры. Всё это не позволяет обеспечить необходимую надёжность и селективность защиты при уставке срабатывания выше 1 кОм.

IV. МЕТОД ТРЁХ ВОЛЬТМЕТРОВ

На практике контроль сопротивления изоляции зачастую осуществляется при помощи метода трёх вольтметров, однако на данный момент измерение производится вручную оперативным персоналом раз в смену. Как следствие, критическое снижение изоляции может быть выявлено спустя сутки. При обнаружении сопротивления изоляции обмотки возбуждения менее 0,5 МОм генератор выводят из работы. Это вызвано тем, что контроль изоляции в ручном режиме по методу трёх вольтметров не позволяет определять маленькие сопротивления.

Таким образом, получается, что для контроля изоляции используются два разных метода, резервирующих друг друга – метод наложения, который способен определять фактически лишь полное замыкание обмотки ротора в одной точке, и метод трёх вольтметров, осуществляемый вручную раз в смену.

Развитие микропроцессорной техники дало возможность реализовать защиту, основанную на методе трёх вольтметров, в автоматическом режиме. Один из автоматизированных способов реализации данной защиты [6, 7] был разработан на базе исследовательского центра «Бреслер». Проведённые испытания на физической модели показали, что реализованная защита способна измерять сопротивление изоляции с достаточной точностью во всём необходимом диапазоне. Так, при сопротивлении в диапазоне от 0,5 до 1 кОм погрешность составляет 10 %, при сопротивлении в диапазоне от 1 до 500 кОм погрешность не превышает 5 %, при сопротивлении от 500 кОм до 5 МОм погрешность не более 15 %. Более подробно зависимость погрешности от сопротивления приведена на рис. 4. Измерения сопротивления с указанной точностью позволяют надёжно защитить генератор от замыкания на землю в одной точке без использования защиты с наложением.

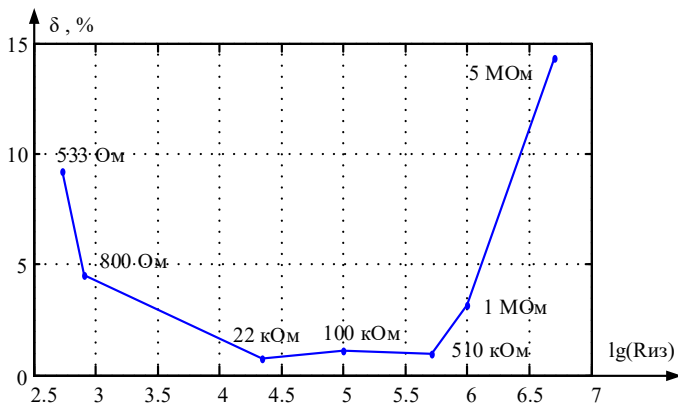


Рис. 4. Зависимость относительной погрешности измерения сопротивления изоляции от значения сопротивления изоляции

Схема защиты, основанная на методе трёх вольтметров, представлена на рис. 5. Принцип работы заключается в том, что полюса обмотки возбуждения шунтируются сопротивлениями ($R_-, R_+, R_{д-}, R_{д+}, R_3$), часть которых (R_-, R_+) периодически шунтируется управляемыми ключами K_- и K_+ с целью изменения состояния измерительной схемы. Измеряемые напряжения U_-, U_+ и U_3 участвуют в расчёте сопротивления изоляции всей цепи возбуждения $R_{из}$ по формуле (2). Автоматизация метода трёх вольтметров предполагает внесение ряда изменений в схему ручного контроля изоляции, это связано в основном с необходимостью защитить измерительную часть от перенапряжений.

В отличие от защит с наложением ёмкости цепей возбуждения, в данном методе имеет место влияние лишь на время переходного процесса, возникающее из-за коммутаций, а точность измерения сопротивления изоляции остаётся прежней.

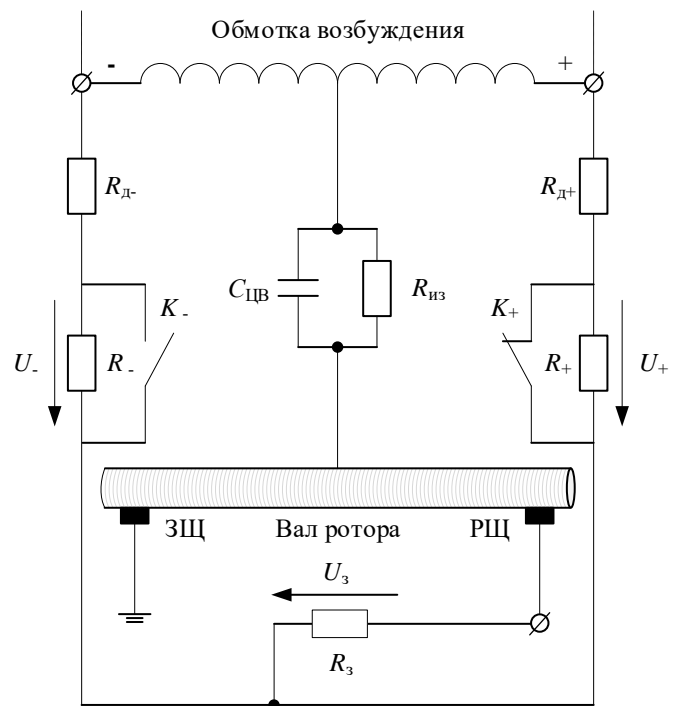


Рис. 5. Схема автоматической защиты ротора по методу трёх вольтметров

Все измеряемые напряжения пропускаются через ряд цифровых фильтров, позволяющих исключить влияние периодических составляющих на точность измерения сопротивления изоляции, вычисления которого происходят по следующей формуле:

$$R_{из} = \frac{R_3 R_1 U_{в1} U_{в2} - (R + R_1)(U_{-+} U_{в1} + U_{+-} U_{в2})}{U_{3+} U_{в1} - U_{3-} U_{в2}} - R_3, \quad (2)$$

где $R_{из}$ – величина сопротивления изоляции; R – величина добавочных высокоомных сопротивлений $R_{д-}$ и $R_{д+}$; R_1 – величина шунтируемых сопротивлений R_- и R_+ ; R_3 – величина заземляющего сопротивления; U_{-+} – усреднённое напряжение на сопротивлении R_+ при шунтировании ключом K_- сопротивления R_- ; U_{3-} –

усреднённое напряжение на сопротивлении R_3 при шунтировании ключом K_- сопротивлением R_- ; U_{+-} – усреднённое напряжение на сопротивлении R_- при шунтировании ключом K_+ сопротивлением R_+ ; U_{3+} – усреднённое напряжение на сопротивлении R_3 при шунтировании ключом K_+ сопротивлением R_+ ; $U_{в1}$ – напряжение на обмотке возбуждения в момент измерения напряжений U_{+-} и U_{3-} ; $U_{в2}$ – напряжение на обмотке возбуждения в момент измерения напряжений U_{+-} и U_{3+} .

В отличие от аналогичных разработок автоматизированных методов контроля сопротивления изоляции, в данном методе изменение напряжения возбуждения практически никак не сказывается на точности расчёта сопротивления изоляции, поскольку учитывается, что $U_{в1} \neq U_{в2}$. Напряжения $U_{в1}$ и $U_{в2}$ вычисляются по следующим формулам:

$$U_{в1} = \frac{2R + R_1}{R_1} U_{+-} + \frac{R}{R_3} U_{3-};$$

$$U_{в2} = \frac{2R + R_1}{R_1} U_{+-} - \frac{R}{R_3} U_{3+}.$$

Опытная эксплуатация защиты на турбогенераторах с различными типами систем возбуждения показала эффективность данного способа, точность измерения сопротивления изоляции оказалось близкой к теоретическим данным. К плюсам такой защиты можно отнести также и то, что потеря контакта с валом ротора не приведёт к её ложной работе, в отличие от защит, основанных на методе наложения. Другое преимущество рассматриваемой схемы защиты по методу трёх вольтметров над схемой защиты с наложением заключается в отсутствии дополнительных устройств, таких как частотные фильтры и источники наложения. Использование твердотельных реле в качестве ключей (K_- и K_+) для изменения состояния схемы обеспечивает надёжность в течение всего срока службы защиты и позволяет осуществлять непрерывный контроль состояния изоляции цепей возбуждения. Из недостатков можно отметить разве что невозможность измерить сопротивление изоляции на остановленной машине и отсутствие метода выявления отскока контактных щёток от вала ротора.

Несмотря на многолетние разработки и совершенствования метода защиты ротора с наложением, он

не применим для контроля сопротивления изоляции и может быть использован только в качестве защиты. Разработанный автоматизированный способ контроля изоляции даёт возможность измерять сопротивление во всём необходимом диапазоне с высокой точностью, а также позволяет использовать устройство контроля в качестве защиты, т.е. действовать на отключение.

Список литературы

- [1] Кулаковский В.Б. Работа изоляции в генераторах: Возникновение дефектов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 256 с.
- [2] Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор – трансформатор. – М.: Энергоиздат, 1982. – 256 с.
- [3] Алексеев В.Г., Левиуш А.И., Белозор А.Н., Ахмадов И. Отказ защиты ротора из-за ненадёжного контакта релейной щётки с валом // Электрические станции. – 2013. – № 1. – С. 34–36.
- [4] Нестерин А.А., Романов Ю.В., Ашмарин А.О. Способ защиты цепей возбуждения генераторов от замыкания на землю в одной точке // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сб. докл. междунар. науч.-техн. конф. СИГРЭ. – Сочи, 2015. – С. 1.2–8.
- [5] Романов Ю.В., Нестерин А.А. Погрешности защиты ротора от замыкания на землю в одной точке с наложением контрольного тока низкой частоты // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 10-й Всерос. науч.-техн. конф. ИТЭЭ. – Чебоксары, 2016. – С. 263–265.
- [6] Емельянов А.В., Романов Ю.В. Способ защиты ротора от замыкания в одной точке // Релейная защита и автоматика энергосистем: матер. 10-й Всерос. науч.-техн. конф. ДНДС. – Чебоксары, 2013. – С. 305–307.
- [7] Пат. 2508587 РФ, МПК H02H7/06, G01R27/18. Способ защиты ротора от замыкания в одной точке / Ю.В. Романов, А.В. Емельянов, А.В. Шевелёв; заявитель и патентообладатель ООО «Исследовательский центр “Бреслер”». – № 2012132759/07; заявл. 31.07.2012; опубл. 27.02.2014. – 7 с.
- [8] А.с. 1410173 СССР, МПК H02H7/06. Устройство для защиты синхронного генератора от замыкания на землю (корпус) в одной точке цепей возбуждения / Ф.М. Розенблюм, В.П. Белов, С.А. Евдокимов, Я.С. Гельфанд; заявитель и патентообладатель Всесоюз. науч.-исслед. проектно-конструктор. и технолог. ин-т релестроения. – № 4171053/24-07; заявл. 30.12.86; опубл. 15.07.88, Бюл. № 26. – 4 с.

Создание и применение модели дифференциальной токовой защиты шин с использованием цифрового комплекса моделирования реального времени

Н.А. Тойдеряков, И.А. Кошельков
ООО «НПП “ЭКРА”»
Чебоксары, Россия
toyderyakov_na@ekra.ru

В настоящее время в электроэнергетике повсеместно применяется математическое моделирование, в том числе и моделирование с помощью систем реального времени, например программно-аппаратного комплекса (ПАК) RTDS. Часто при проведении испытаний целесообразно использовать модели, заменяя физические устройства релейной защиты и автоматизации (РЗА). Такая практика позволяет наиболее рационально использовать имеющиеся аппаратные ресурсы комплексов моделирования. Решение об использовании моделей устройств РЗА должно приниматься исходя из требований проводимых испытаний.

При разработке модели применялись методы математического анализа, законы теоретических основ электротехники, а также законы алгебры логики. При выполнении экспериментальной части использовался цифровой ПАК RTDS. Моделирование выполнялось в программной среде RSCAD указанного комплекса. За основу модели взят микропроцессорный терминал РЗА дифференциальной токовой защиты шин (ДЗШ) производства ООО «НПП “ЭКРА”»

Произведена верификация полученной модели. Выявлены особенности работы защиты при аварийных режимах работы энергосистемы. Полученная модель может использоваться при проведении испытаний как совместно с устройствами РЗА, при их подключении, так и отдельно. Модель позволяет проводить анализ применяемых алгоритмов ДЗШ в различных режимах работы энергосистемы и может использоваться для исследования возможных улучшений алгоритмов на этапе, предшествующем созданию опытных образцов устройств.

Ключевые слова: защита шин, RTDS, моделирование, релейная защита.

Establishment and application of models differential current busbar protection using digital complex real-time simulation

N.A. Toyderyakov, I.A. Koshelkov
EKRA Ltd
Cheboksary, Russian Federation
toyderyakov_na@ekra.ru

Currently, the electricity universally applied mathematical modeling, including modeling with real-time systems, such as hardware and software RTDS. Often, during tests, it is advisable to use the model, replacing the physical devices of relay protection and automation (RZA). This practice allows the most efficient use of available hardware resources modeling systems. The decision to use models of relay protection and automation devices should be taken on the basis of the requirements of the tests carried out.

In developing the model used methods of mathematical analysis, the laws of the theoretical foundations of electrical engineering, as well as the laws of the algebra of logic. In carrying out the experimental part of the unused digital RTDS. Modeling was carried out in the software environment RSCAD said complex. The basis of the model is taken microprocessor relay protection terminal differential current busbar protection (differential bus protection) manufacture EKRA Ltd.

The verification of the resulting model. The features of the protection under emergency conditions of the power system. The resulting model can be used for testing both in conjunction with the RZA devices when they are connected, as well as separately. The model allows for the analysis of differential bus protection algorithms used in the different modes of the power system, and can be used to study possible improvements of algorithms at the stage preceding the creation of prototype devices.

Keywords: protection of busbar, RTDS, modeling, relay protection.

I. ВВЕДЕНИЕ

Дифференциальные защиты шин (ДЗШ) подразделяются на три группы: дифференциальные токовые, дифференциальные токовые с торможением, дифференциально-фазные защиты.

Основная сложность осуществления защиты шин заключается в необходимости обеспечения селективности при высоких кратностях токов внешних коротких замыканий (КЗ), обуславливающих существенные погрешности трансформатора тока (ТТ), и, с другой стороны, высокой чувствительности в минимальных режимах при незначительных токах КЗ. Все три группы дифференциальных защит подвержены влиянию погрешностей ТТ, особенно при наличии в подводимых токах апериодических составляющих.

Моделирование энергосистем и их вторичного оборудования в реальном времени – общепризнанный и востребованный метод исследования энергосистем, оптимизации их функционирования, анализа работоспособности, обучения и т.д. Технологии и способы моделирования все время меняются и совершенствуются с развитием используемых технических средств. Одним из таких инструментов является программно-аппаратный комплекс (ПАК) моделирования систем в реальном времени RTDS (Real Time Digital Simulator) производства компании «RTDS Technologies Inc.» [1].

Работа по прототипированию реакции устройств релейной защиты и автоматизации (РЗА), заключающаяся в моделировании алгоритмов измерительных органов (ИО) и логической части микропроцессорного (МП) терминала, позволяет уже на этапе разработки алгоритма выявить принципиальные ошибки и принять меры по их устранению, что позволяет сократить временные затраты на реализацию разрабатываемого оборудования.

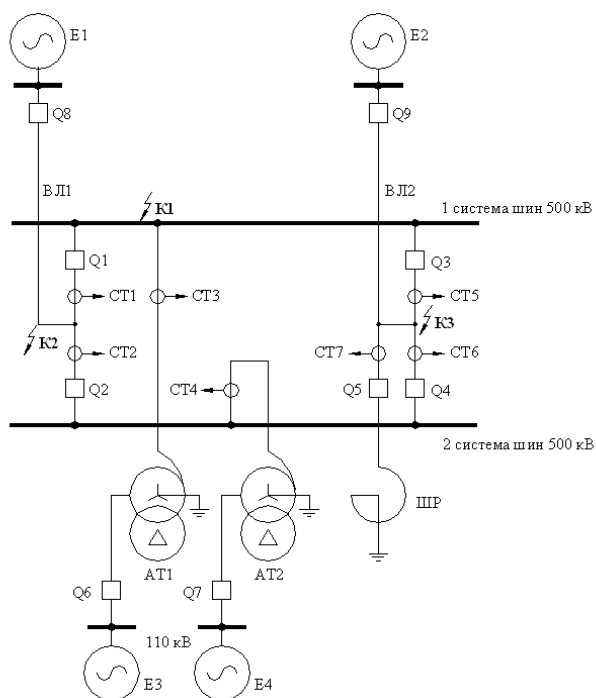


Рис. 1. Схема участка электроэнергетической системы для проведения испытания модели алгоритма ДЗШ

II. МОДЕЛЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Для испытания прототипа устройства МП РЗА на RTDS моделировался фрагмент понизительной подстанции и прилегающей питающей сети 500 и 110 кВ. Представленная схема (рис. 1) содержит: два автотрансформатора 500/110/10 кВ, две секции шин 110 кВ и два эквивалента системы 110 кВ (схема № 500-15) [2]. За основу был взят терминал БЭ2704V562, обеспечивающий дифференциальную защиту шин напряжением 330–750 кВ, производства ООО НПП «ЭКРА» [3].

III. МОДЕЛИРОВАНИЕ ИО

Для создания прототипа устройства и участка энергосистемы использовался модульно-графический редактор DRAFT, являющийся одной из частей программы RSCAD ПАК RTDS.

Построение цифрового алгоритма модели ИО ДЗШ можно разделить на следующие этапы.

A. Выборка (дискретизация) аналоговых сигналов

Дискретизация сигнала осуществляется с помощью инструмента Down Sampler, в котором задается частота дискретизации сигнала (рис. 2). Входным сигналом для Down Sampler является непрерывный аналоговый сигнал с моделей измерительных трансформаторов тока (СТ1, СТ3, СТ6) каждой фазы.

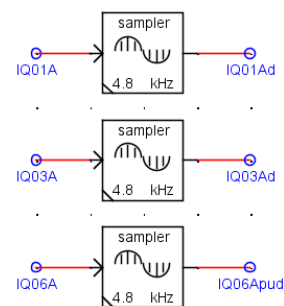


Рис. 2. Блок формирования дискретизированного сигнала фазы А

Результат проведения дискретизации сигналов токов фазы А представлен на рис. 3.

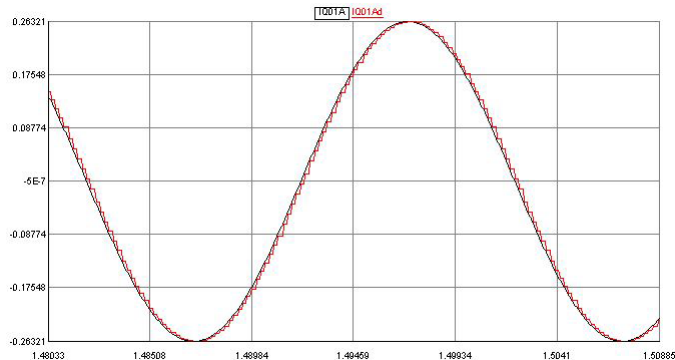


Рис. 3. Выборка сигнала: IQ01A – аналоговый сигнал; IQ01Ad – дискретизированный сигнал

B. Определение дифференциального и тормозного токов

Дифференциальный ток формируется как модуль геометрической суммы всех токов, поступающих на вход реле ДЗШ:

$$I_d = \left| \sum_{n=1}^m I_n \right|. \quad (1)$$

Входными величинами для формирования дифференциального тока являются дискретизированные сигналы с измерительных трансформаторов тока. Необходимо привести эти величины с учётом базисных токов для каждой фазы. Согласно схеме, трансформаторы тока СТ1, СТ3 имеют коэффициент трансформации 2000/1, а у СТ6 он составляет 1000/1. С помощью узлов деления и сложения формируем дифференциальный ток для каждой фазы, например для фазы А (рис. 4).

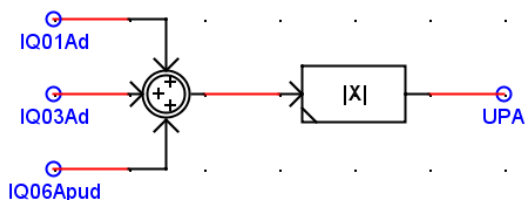


Рис. 4. Блок формирования дифференциального тока фазы А

Тормозной ток определяется как полусумма модулей всех токов, поступающих на вход реле ДЗШ:

$$I_t = \frac{1}{2} \sum_{n=1}^m |I_n|. \quad (2)$$

С помощью набора инструментов во вкладке *Control* библиотеки графического редактора DRAFT формируем тормозной ток для фазы А (рис. 5).

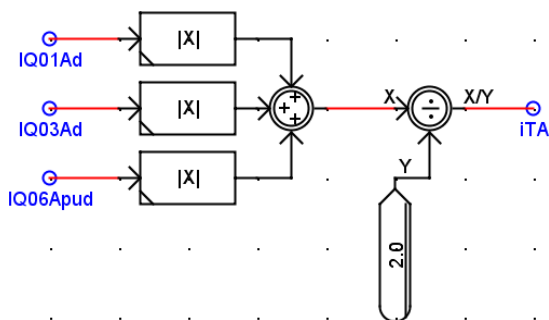


Рис. 5. Блок формирования тормозного тока фазы А

С. Формирование сигналов на выходе

Быстродействующий орган ДЗШ использует принцип определения разности скорости нарастания передних фронтов дифференциального и тормозного токов при КЗ. При КЗ в зоне дифференциальные и тормозные токи нарастают практически одновременно, а при внешнем КЗ тормозной ток нарастает раньше дифференциального.

Медленно действующий орган ДЗШ работает по принципу контроля формы дифференциального тока. При

КЗ в зоне действия защиты дифференциальный ток по форме близок к синусоидальному и при выпрямлении изменяется два раза за период. При внешнем КЗ дифференциальный ток определяется насыщением высоковольтных трансформаторов тока и при выпрямлении изменяется один раз за период.

Дифференциально-фазный орган является дополнительным органом, определяющим место нахождения КЗ: в зоне действия защиты (на шинах) или вне ее. Определение зоны КЗ осуществляется по углу сдвига фаз между векторами токов. В качестве опорного выступает вектор, наибольший из всех токов по величине (вектор тока поврежденного присоединения при внешнем КЗ), второй вектор рассчитывается как сумма токов оставшихся плеч. При КЗ на шинах угол между векторами близок к нулю. При внешних КЗ угол между векторами токов может составлять величину до 180° (рис. 6).

Характеристика срабатывания ДЗШ, состоящая из горизонтального и наклонного участков, позволяет обеспечить требуемую чувствительность при небольших токах КЗ в зоне действия защиты и, в то же время, исключить вероятность ложных срабатываний при внешних КЗ.

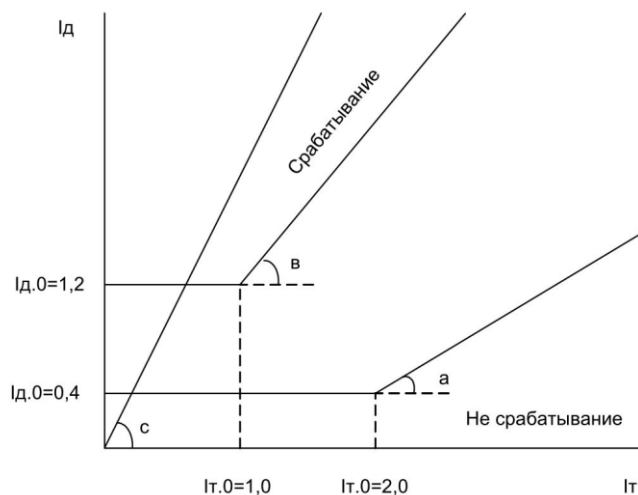


Рис. 6. Характеристика срабатывания ДЗШ: I_{d0} – начальный ток срабатывания ДЗШ; I_{t0} – ток начала торможения ДЗШ; $K_{t0} = 0,6$ ($\text{tg} a$) – коэффициент торможения ДЗШ; $K_{t0} = 1,2$ ($\text{tg} b$); $K_{t0} = 2,0$ ($\text{tg} c$)

Д. Сравнение и анализ полученных сигналов

На осциллограмме (рис. 7) показано однофазное КЗ фазы А на землю в зоне защиты. Разработанная модель цифрового измерительного органа (ЦИО) ДЗШ демонстрирует схожий характер поведения цифровых сигналов с сигналами терминала. Модель ЦИО ДЗШ должна быть усовершенствована и доведена до полного соответствия реальному измерительному органу во всех режимах работы.

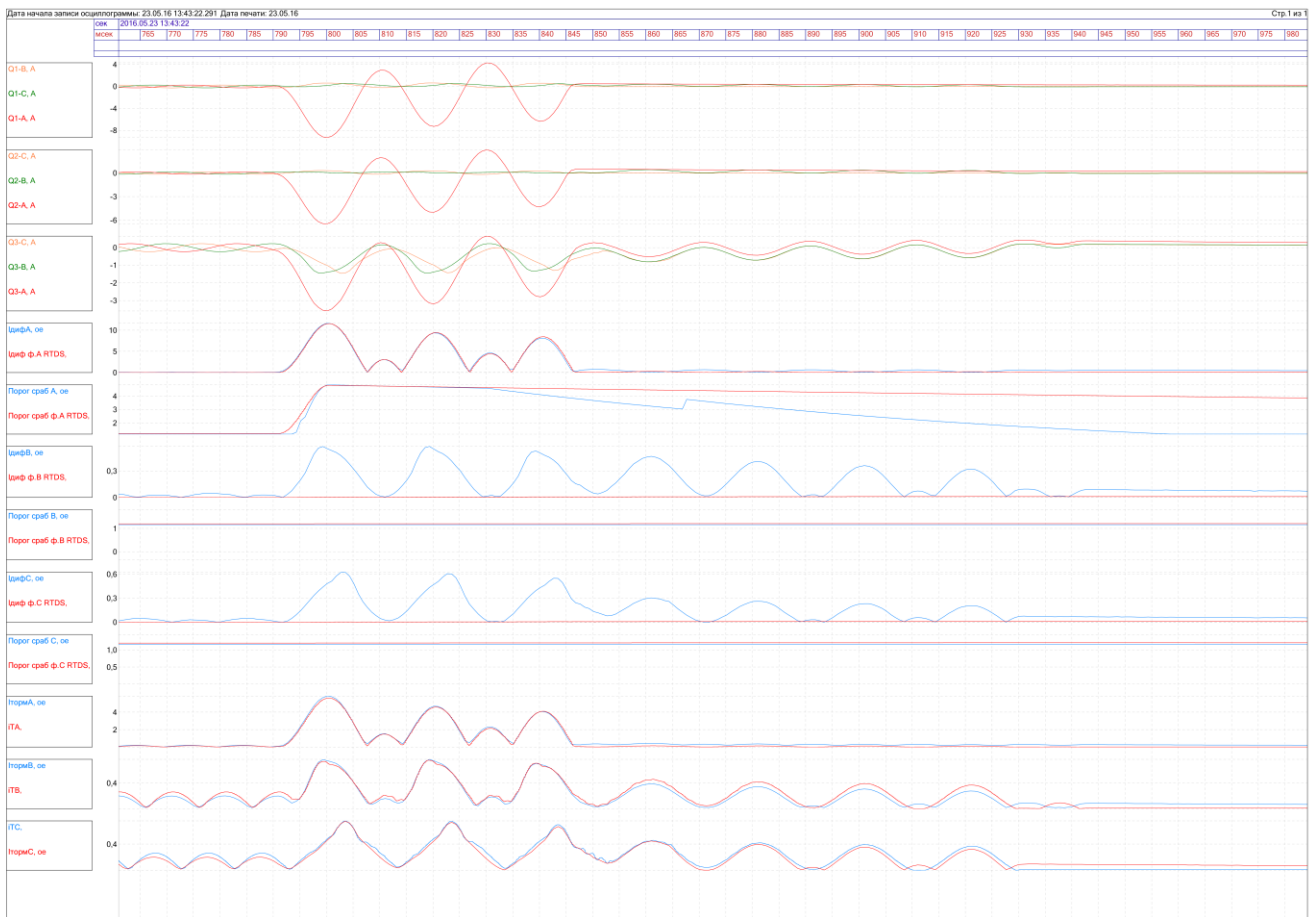


Рис. 7. Осциллограмма внутреннего однофазного КЗ фазы А на землю: Q1-A, Q1-B, Q1-C – токи на Q1 фаз А, В и С; Q2-A, Q2-B, Q2-C – токи на Q2 фаз А, В и С; Q3-A, Q3-B, Q3-C – токи на Q3 фаз А, В и С; ИдифА, ИдифВ, ИдифС – дифференциальные токи фаз А, В и С; ИормА, ИормВ, ИормС – тормозные токи фаз А, В и С; ИдифА RTDS, ИдифВ RTDS, ИдифС RTDS – дифференциальные токи фаз А, В и С, полученные на RTDS; ИТА, ИТВ, ИТС – тормозные токи фаз А, В и С, полученные на RTDS

IV. Выводы

Для верификации модели ЦИО ДЗШ были проведены совместные испытания модели ЦИО и терминала ДЗШ, демонстрирующие работу защит при различных возмущениях в энергосистеме. Результаты испытаний показали идентичность характера поведения модели ЦИО и терминала ДЗШ: при внешнем КЗ срабатывания защиты не происходило, при внутреннем КЗ происходило срабатывание защит и обеспечивалось отключение поврежденной системы шин со всех сторон.

Данная модель может быть использована как для изучения, так и для совершенствования алгоритмов ДЗШ с другими различными цифровыми алгоритмами релейной защиты.

Применение цифрового моделирования для построения алгоритмов защит является перспективным и может применяться в соответствии с производственной необходимостью.

Список литературы

- [1] <http://www.rtds.com>
- [2] Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
- [3] Шкаф защиты сборных шин напряжением 330–750 кВ типа ШЭ2710 562. Руководство по эксплуатации. Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА», 2015. – 101 с.

Необходимость модернизации оперативно-информационного комплекса СК-2007 для расширения возможностей анализа причин аварии в диспетчерском центре

А.Б. Умаров^{1,2}, Э.Р. Григорян^{1,2}, Д.Н. Гура^{1,2}, А.Л. Корольков¹

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ

Пятигорск, Россия

²ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»

Ставрополь, Россия

aziz.umarov1994@mail.ru

Своевременное получение диспетчерскими центрами (ДЦ) достоверной и полной информации о режиме работы электрической сети и состоянии электрооборудования является важной составляющей ведения согласованного режима. Эта задача тесно переплетена с функциональным составом оперативно-информационного комплекса (ОИК) СК-2007. Важно вовремя распознавать аварийные режимы и впоследствии проводить их анализ с целью повышения надежности и устойчивости энергосистемы. В связи с этим рассматривается необходимость внедрения в ОИК СК-2007 функции распознавания причин аварии. Проведен анализ функционального состава и эффективности работы ОИК СК-2007 на примере филиала ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ (СК РДУ). Современные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики позволяют передавать информацию о месте повреждения, токе и напряжении в момент короткого замыкания. В работе проведен анализ эффективности работы ОИК СК-2007 на примере СК РДУ. Даны предложения по усовершенствованию обработки поступающей в ОИК СК-2007 информации. Применение разработанных рекомендаций повысит оперативность принятия решений ДЦ, сократив время на поиск и обработку информации. Внедрение средств автоматизации должно снизить количество ошибок, связанных с человеческим фактором, что, в конечном счете, ведет к повышению показателей надежности энергосистемы.

Ключевые слова: ОИК СК-2007, диспетчерский центр (ДЦ), авария, модернизация.

The need of modernization of operational information complex SK-2007 to extend the capabilities of analysis of the causes of the accident to the dispatch center

Aziz Umarov^{1,2}, Ernest Grigoryan^{1,2}, Denis Gura^{1,2}, Alexandr Korolkov¹

¹The branch of JSC «System operator of unified energy network» the North Caucasus RDU

Pyatigorsk, Russia

²North-Caucasus Federal University

Stavropol, Russia

aziz.umarov1994@mail.ru

The timely receiving by dispatch center (DisC) of accurate and complete information on the operation of electrical networks and electrical equipment is an important part of providing a coordinated mode. This task is closely intertwined with the functional part of operational information complex (OIC) SK-2007. It's important to recognize the emergency mode and subsequently to analyze them with the aim of improving the reliability and stability of power system. In this regard, the paper discusses the need of implementation in the OIC SK-2007 recognition of the causes of the accident. Analysis of functional composition and effectiveness of the OIC SK-2007 in the example of the branch of JSC «SO UPS» regional dispatch office of the North Caucasus (NC RDU). Modern IED's allow you to convey information about the location of fault, current and voltage at the moment of the fault. As a material used graphical forms of the OIC SK-2007. The analysis of the effectiveness of the OIC SK-2007 applied for the NC RDU. There are suggestions for the improvement of the processing information in the OIC SK-2007. Application of the developed recommendations will increase the efficiency of decision-making DisC, reducing searching for information and it's processing time. The introduction of automation should reduce mistakes related to human factor that ultimately leads to improving the reliability of the power system.

Keywords: OIC SK-2007, dispatch center (DisC), the fault, modernization.

1. ВВЕДЕНИЕ

Внедрение на подстанциях современных микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), регистрации аварийных событий (РАС) и измерительных преобразователей подняло на качественно

новый уровень объем информации, доступный для оценки работы оборудования и систем. В результате улучшается наблюдаемость за работой оборудования; за счет увеличения количества данных о мониторинге повышается надежность работы энергообъектов [1]. При этом от своевременности выявления, регистрации и пере-

дачи в центры диспетчерского (ДЦ) и технологического управления данных об аварийных событиях и процессах при авариях в энергосистеме в значительной степени зависит надежное функционирование ЕЭС России. Получение ДЦ наиболее актуальной и достоверной информации о режиме работы электрической сети и состоянии электрооборудования является важной составляющей ведения согласованного режима. Эта задача тесно переплетена с функциональным составом оперативно-информационного комплекса (ОИК) СК-2007.

При возникновении аварийных ситуаций в электрической сети приоритетной задачей становится быстрая оценка причин и ликвидация последствий события. Большой объем данных, поступающих от различных интеллектуальных и управляющих систем (РЗА, автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП), противоаварийной автоматики (ПА) и др.) значительно увеличивает информационную нагрузку на оперативный и диспетчерский персонал, приводя к ошибкам в принятии решений.

II. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБ ОИК СК-2007

ОИК СК-2007 – это программно-аппаратный комплекс, предназначенный для надежного получения данных о текущем режиме энергетической системы (единой, объединенной), высокопроизводительной обработки поступающей информации и выдачи диспетчерскому персоналу всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации.

ОИК СК-2007 включает в себя функции, обеспечивающие безопасное проведение ремонтно-восстановительных работ в энергосистеме, поддержание баланса мощности и ведение согласованного режима.

Данные о режиме энергосистемы, о произошедших событиях, действиях операторов и диспетчеров помещаются в базу данных, что позволяет в дальнейшем производить их анализ, систематизировать и получать разного рода статистические данные.

Программный комплекс ОИК СК-2007 позволяет создавать графические схемы подстанций и установки комплектов защит на каждом оборудовании, тем самым позволяя получать и обрабатывать информацию о состоянии защиты, что, в свою очередь, используется диспетчером для анализа причин аварии [2].

III. ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ОИК СК-2007

Для энергетики России приобретают особо важное значение вопросы надежности функционирования оборудования энергообъектов, своевременного обнаружения и регистрации предаварийных и аварийных ситуаций, структурированного, точного, полного анализа поступающих аварийных данных для оперативного принятия решений по управлению энергообъектами, анализа причин аварий и предотвращения их в будущем [3]. В соответствии с этим модернизация программного обеспечения, используемого специалистом ДЦ, является наиболее важной задачей.

Улучшение функционала комплекса позволяет специалистам службы РЗА ОАО «СО ЕЭС» выполнять следующие задачи:

- детальный анализ правильности действия РЗА и его результата;
- определение места повреждения;
- уточнение значений уставок на терминалах РЗА.

Анализ причин аварии диспетчером может быть модернизирован в следующих аспектах:

- добавлена функция определения места повреждения (ОМП) в ОИК СК-2007;
- добавлена функция анализа поступающих в ДЦ осциллограмм.

IV. ФУНКЦИЯ ОМП

Надежное функционирование ЕЭС России в значительной степени зависит от своевременности выявления, регистрации и передачи в центры диспетчерского и технологического управления данных об аварийных событиях и процессах (РАСП) при авариях в энергосистеме. Оснащение объектов электроэнергетики устройствами РАСП определено нормативно-техническими документами [1].

По способу реализации средства ОМП можно разделить на аппаратные, т.е. выполненные в виде отдельных устройств или являющиеся одной из функций устройства (например, некоторые устройства РЗА имеют встроенную функцию ОМП), и программные, т.е. выполненные в виде специализированных программ для персональных электронных вычислительных машин (ПЭВМ). Программные средства ОМП используют цифровые осциллограммы аварийных процессов, записанные либо специальными РАС, либо микропроцессорными устройствами РЗА. Преимуществом программных ОМП является повышенная точность, информативность (анализ аварийных осциллограмм), наглядность результатов (результаты могут быть представлены графически на схеме линии с привязкой к номерам опор, автоматическое формирование отчета о повреждении и т.д.) [4].

Повышение точности программных ОМП достигается за счет учета более полного набора параметров контролируемой линии электропередач (ЛЭП), ее режима работы, возможности привлечения информации с противоположного конца ЛЭП (двухстороннее ОМП), применения более сложных алгоритмов фильтрации [4].

Для организации ликвидации повреждений на ЛЭП существует большое количество различных программно-аппаратных средств. Условно данное программное обеспечение можно разделить на три группы:

- специализированное программное обеспечение ОМП ЛЭП;
- программное обеспечение РАС, имеющее в своем составе функцию ОМП;
- программно-технические комплексы (ПТК) ДЦ ОАО «СО ЕЭС» и центров управления сетями (ЦУС) ПАО «Россети» и их филиалы [6].

Специализированное программное обеспечение ОМП ЛЭП, как правило, имеет возможность двусторонней (более точной) оценки расстояния до места повреждения, а в случае отсутствия осциллограммы с противоположной

стороны производит замер по односторонним методам. Программы данной подгруппы располагают широкими возможностями анализа аварийных осциллограмм (специальный анализ, годограф сопротивления, векторная диаграмма), а некоторые из комплексов производят расчет параметров ЛЭП, что снижает ошибку ОМП от неточного задания модели ЛЭП [5].

Программное обеспечение РАС обеспечивает наиболее простые в реализации односторонние алгоритмы ОМП. К преимуществам использования программного обеспечения РАС при ликвидации повреждений на ЛЭП можно отнести удаленную загрузку данных. Диспетчер предприятия электрических сетей по ОИК получает информацию об отключении оборудования, посредством программного обеспечения РАС загружает аварийные осциллограммы и производит расчет расстояния до места повреждения. Программный комплекс АРМ СРЗА-4 позволяет рассчитать ток короткого замыкания по предполагаемому месту повреждения и сравнить его с данными фиксирующих приборов. Помимо функций достоверизации, АРМ имеет собственный модуль двустороннего ОМП и возможность зоны обхода ЛЭП [5].

ПТК ДЦ и ЦУС осуществляют прием данных о режиме работы и состоянии сети средств телемеханики и АСУТП энергообъектов. Основным преимуществом ПТК ДЦ и ЦУС является наличие мнемосхемы и архива событий. Путем «опроса» устройств РЗА ПТК выдает хронологию событий и данные об отключении (вид короткого замыкания (КЗ), расстояние до места КЗ, длительность КЗ, работа защит, параметры аварийного режима). Большинство ПТК имеют возможность расчета послеаварийного режима и проверки его допустимости, что немаловажно для поддержания надежности схемы сети [5].

V. АНАЛИЗ ОСЦИЛЛОГРАММ

Для эффективного решения задачи автоматизированного анализа основным условием является наличие унифицированного источника данных. Для анализа аварий в электрических сетях таким источником могут являться файлы осциллограмм, записываемые как отдельными РАС, так и встроенными осциллографами терминалов РЗА [1].

Первичный анализ осциллограмм должен выполняться в автоматическом режиме. При этом процесс анализа должен начинаться сразу после поступления первых файлов, не дожидаясь поступления всего набора файлов. По мере поступления новой информации результаты анализа должны обновляться. Целью анализа является определение типа события, перечня отключенных линий и коммутационных аппаратов, ОМП на линиях, анализ работы системы защиты и коммутационных аппаратов [1].

Результаты анализа должны предоставляться оперативному, диспетчерскому и эксплуатирующему персоналу автоматически. При этом надо помнить, что точность результата напрямую зависит от объема и качества исходных данных.

Результатом применения систем автоматизированного анализа должно быть:

- снижение нагрузки на оперативно-технологический и производственно-технический персонал в аварийных ситуациях;

- повышение оперативности информирования заинтересованного персонала о факте аварии, месте происшествия и тяжести аварии;
- уменьшение времени анализа причин и ускорение ликвидации аварий;
- увеличение скорости и точности ОМП на ЛЭП;
- снижение вероятности неправильных действий персонала при ликвидации последствий аварий;
- снижение риска крупных аварий, с помощью оценки правильности действий защитного оборудования [1].

Наиболее сложны для расшифровки аварийные данные, поступающие в ДЦ в случае сложной системной аварии, охватывающей несколько подстанций и электростанций. Сложность расшифровки таких аварийных данных связана не только с проблемами временной синхронизации, но и с необходимостью рассмотрения очень большого объема информации [3].

При стыковке осциллограмм аварийных процессов от разнородных источников информации возникают проблемы, вызванные следующими причинами [3]:

- различной точностью привязки аварийных осциллограмм к единому времени;
- разным шагом осциллографирования аварийной информации;
- неодновременностью времен начала и окончания процесса осциллографирования в разных регистраторах;
- отсутствием возможности у части регистраторов аварийных процессов автоматической перекодировки данных в универсальный формат Comtrade;
- неоднозначностью трактовки формата Comtrade различными фирмами, что обуславливает необходимость дополнительной обработки данных;
- отсутствием единой системы классификации и кодирования аварийной информации в масштабах ЕЭС;
- автономным характером систем регистрации и программ для просмотра и анализа аварийных процессов;
- минимальным объемом программ анализа и обработки аварийной информации;
- практическим отсутствием в ЕЭС интегрированных систем регистрации и анализа аварийных процессов [3].

VI. ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Для автоматического хранения оперативной информации по аварийным отключениям ЛЭП 110-330 кВ применяются разработанные в СК РДУ электронные карточки аварийных отключений (КО).

В КО для ЛЭП 110-330 кВ предусмотрен программный блок для ОМП на ЛЭП, включающий в себя:

- проверку показаний ФП, РАС, терминалов по $3I_0$ и $3U_0$;

- расчет места КЗ на ЛЭП;
- расчет зоны осмотра ЛЭП;
- информацию о работе РЗ и ПА, резервных токовых защит, автоматики отключений, устройств резервирования отказа выключателя (УРОВ) и аппаратуры ПА на ЛЭП;
- информацию о прохождении команд ПА по высокочастотным каналам, представленных с учетом установленной аппаратуры ПА на ЛЭП;
- информацию о времени, дате, работе ФП, РАС в цикле однофазного или трехфазного автоматического повторного включения (АПВ).

ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный														
Карточка отключения ВЛ 4 откл.					Время включения ВЛ									
Дата	Время	ПС 330 кВ Владикавказ-2			МЭС Юга	ПС 330 кВ Грозный			Дата	Время				
основной	ИМФ-3Р		ит.385					ит.1	ИМФ-3Р	основной				
резервный	АУРА								терм. RBL	резервный				
M-2					S. км = 114,4				M-2					
Показания ПС 330 кВ Владикавказ-2					Показания ПС 330 кВ Грозный									
ОП РАС терм	L, км	фазы	Зк, кА	Зок, кВ	Проверка	ОП РАС терм	L, км	фазы	Зк, кА	Зок, кВ	Проверка			
осн / рез М-2	67,2	ВФ	2,43	72,00	Правильно	осн / рез М-2	47,5	ВФ	2,43	112,80	Правильно			
Тка, с	0,09													
Математическая					Математическая									
		Црасс, км	Зона осмотра, км				Црасс, км	Зона осмотра, км						
		с	по				с	по						
		65,0	89,0 71,0		Расчет		49,4	43,4 55,4						
ps 330 кВ Владикавказ-2					Дополнительная информация					ps 330 кВ Грозный				
Работа РЗА и ПА - "ЛидЗ"										Работа РЗА и ПА - "ЛидЗ"				
Прохождение команд ПА по ВЧ каналам - "ЛидЗ"										Прохождение команд ПА по ВЧ каналам - "ЛидЗ"				
ОАПВ(ТАТВ) не усл.										ОАПВ(ТАТВ) не усл.				
РТВ-1 не усл. РТВ-2 не усл.										РТВ-1 не усл. РТВ-2 не усл.				
ТАТВ					Информация РЗА, ОМП					ТАТВ				
Дата										Дата				
Время										Время				
ОМПВ										ОМПВ				
РТВ-1										РТВ-1				
РТВ-2										РТВ-2				

Форма отображения КО

На рисунке представлена форма отображения КО. В КО находится информация о работе устройств РЗА.

VII. Вывод

Предлагаемое улучшение функционала ОИК СК-2007 посредством внесения в его графические формы алго-

ритма КО со всеми данными позволит специалистам службы РЗА ОАО «СО ЕЭС» проводить более детальный анализ правильности действия РЗА и его результата, а диспетчерскому персоналу облегчит работу путём сокращения времени на поиск и обработку информации. Тем самым повышается оперативность принятия решений в ДЦ и снижается количество ошибок, связанных с человеческим фактором и, как следствие, повышается надежность и устойчивость энергосистемы.

Список литературы

- [1] Машинский Ю.В. Система автоматизированного анализа аварийных событий // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 21-й конф. – М., 2012. – С. 219–222.
- [2] Оперативно-информационный комплекс «СК-2007». Инструкция пользователя. Пятигорск, 2014. – 81 с.
- [3] Горелик Т.Н., Лобанов С.В., Могилевкин Д.В. Иерархическая система сбора и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников. Новые технические решения и опыт внедрения // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 20-й конф. – М., 2010. – С. 280–285.
- [4] Фещенко В.А., Макеев А.Н., Горелик Т.Г. Требования к регистрации аварийных событий // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 21-й конф. – М., 2012. – С. 33–43.
- [5] Козлов В.Н., Павлов А.О., Ефимов Е.Б. Определение места повреждения на линиях ФСК ЕЭС // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 20-й конф. – М., 2010. – С. 286–290.
- [6] Куликов А.Л., Обалин М.Д. Совершенствование программного обеспечения ОМП для ускоренной ликвидации аварийной ситуации на ЛЭП // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. 22-й конф. – М., 2014. – С. 128–134.

Анализ моделей измерительных трансформаторов тока и их параметров в программно-аппаратном комплексе RTDS

А.Ю. Федотов, И.А. Кошельков
ООО «НПП «ЭКРА»
Чебоксары, Россия
fedotov_ay@ekra.ru

В настоящее время широко распространено моделирование электроэнергетических систем и их элементов. Измерительные трансформаторы являются значимыми элементами энергосистем. Моделирование энергосистем и их элементов может проводиться в программных пакетах MATLAB, LabView т.д., а также в программно-аппаратных комплексах (ПАК) псевдо-реального времени Omicron RelayLab Test и реального времени RTDS, OPAL-RT. Наиболее часто в ООО «НПП «ЭКРА» используется ПАК RTDS.

Ключевые слова: моделирование, измерительные трансформаторы, RTDS.

The analysis of models of instrument transformers and their parameters in RTDS simulation system

A.Yu. Fedotov, I.A. Koshel'kov
EKRA, Ltd.
Cheboksary, Russia
fedotov_ay@ekra.ru

Simulation of power systems and their elements is widely used now. Instrument transformers are the significant elements of power systems. Simulation of power systems and their elements can be carried out in software packages MATLAB, LabView etc., in pseudo-real time simulation systems such as Omicron RelayLab Test or real time simulation systems such as RTDS, OPAL-RT. Ekra usually uses RTDS equipment for such purposes.

Keywords: simulation, instrument transformers, RTDS.

I. ВВЕДЕНИЕ

В современной электроэнергетике широко используется моделирование электроэнергетических систем и их элементов, включая устройства релейной защиты и автоматики (РЗА). При моделировании энергосистем важно иметь точные модели измерительных трансформаторов тока (ТТ), которые используются для измерения токов и передачи их значений в устройства РЗА. В большинстве случаев ТТ в переходных режимах работают в диапазонах токов, значительно превышающих номинальные. В измерительных ТТ на точность преобразования первичного сигнала существенное влияние оказывает ферромагнитный сердечник, который подвержен насыщению. В переходных режимах КЗ с апериодической составляющей в первичном токе и остаточной магнитной индукцией сердечника, совпадающей по направлению с перемагничиванием, погрешности ТТ могут быть значительны, что может привести к неправильному срабатыванию устройств РЗА. Чем медленнее затухают апериодические составляющие, тем большая погрешность сохраняется.

В настоящее время основным методом исследования переходных процессов в ТТ является математическое моделирование и испытания устройств РЗА с помо-

щью программно-аппаратных комплексов (ПАК), таких как RTDS. ПАК RTDS позволяет моделировать процессы в энергосистеме в режиме реального времени, используя для этого высокоэффективные математические модули и вычислительные методы, известные под названием EMTP (Electro Magnetic Transients Program), основанные на работах проф. Г. Доммеля (Herman W. Dommel) [1]. Математическое моделирование процессов в ТТ усложняется нелинейностью характеристики намагничивания сердечника и наличием остаточной магнитной индукции в нем [2].

II. ОБЗОР МОДЕЛИРУЕМОЙ СИСТЕМЫ

Моделируемая система, представленная на рис. 1, состоит из эквивалентного источника напряжения 220 кВ промышленной частоты, выключателя и комплексной нагрузки. При моделировании системы были использованы 3 модели трансформаторов тока. Эти модели отличаются друг от друга способом задания характеристики намагничивания ферромагнитного сердечника.

Для исследования моделей были использованы параметры встроенного трансформатора тока ТВ-110/50 с известной вольт-амперной характеристикой, сердечник которого выполнен из стали 3405 [6] – таблица.

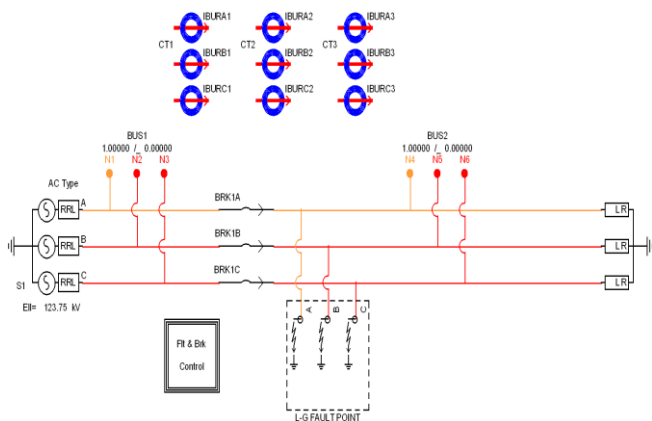


Рис. 1. Модель участка системы переменного тока

ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРА

Параметр	Значение
Номинальное напряжение	110 кВ
Номинальный ток первичной цепи	1000 А
Номинальный ток вторичной цепи	1 А
Коэффициент трансформации	1000/1
Частота	50 Гц
Сечение сердечника	0,1 м ²
Средняя длина магнитного пути	1,38 м

III. МОДЕЛЬ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА В RSCAD

В RSCAD (программное обеспечение ПАК RTDS) измерительные трансформаторы тока моделируются как независимые блоки, без привязки к электрической схеме. ТТ представляет собой двухобмоточный трансформатор, в качестве первичной обмотки которого выступает высоковольтная шина. Вторичная обмотка равномерно распределена по тороидальному ферромагнитному сердечнику. К вторичной обмотке подключена комплексная нагрузка [5].

Рассмотрим процесс, при котором наблюдается насыщение сердечника трансформатора тока.

В линейной части характеристики, приведенной на рис. 2, величина тока намагничивания незначительна по сравнению с первичным током. Вторичный ток будет практически уменьшенной копией первичного с учетом коэффициента трансформации. При насыщении ТТ ток намагничивания увеличивается, так что только часть первичного тока трансформируется во вторичный.

Причины насыщения сердечников ТТ следующие: недостаточная площадь поперечного сечения сердечников, что приводит к увеличению рабочей магнитной индукции в них; высокая прямоугольность характеристики намагничивания, что способствует увеличению остаточной магнитной индукции; значительные постоянные времени затухания аperiodической составляющей и др. [7]

Следует также отметить, что в настоящее время заводы-изготовители зачастую не приводят важные для анализа поведения ТТ в переходных режимах параметры, например такие, как число витков первичной и вторичной обмоток, площади поперечного сечения

сердечников, их средние длины и материал сердечников [7]. Это, в свою очередь, не позволяет проводить полноценное моделирование ТТ, в том числе и с помощью ПАК RTDS.

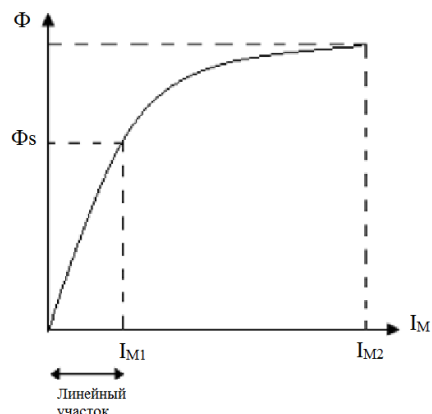


Рис. 2. Однозначная характеристика намагничивания сердечника

В модели ТТ в RSCAD (рис. 3) задаются следующие параметры: частота первичного тока (F), площадь сечения сердечника (csa), параметры вторичной обмотки (R_S, L_S), параметры нагрузки (R_{bi}, L_{bi}), коэффициент трансформации (Ratio), средняя длина магнитного пути (Plen), вид характеристики намагничивания сердечника (DE) и алгоритм аппроксимации этой характеристики (FIT). Доступны 2 алгоритма аппроксимации: квадратичный и кусочно-линейный [3, 10].

If_rtds_sharc_sld_CTV2						
PRE-PROCESSOR VARIABLE (PPV) SELECTION		PPV NAMES	PPV MAXIMUM VALUES			
B1,H1 ... B10,H10	P-LOSS DATA	MONITORING	SIGNAL NAMES			
MAIN DATA	PROCESSOR ASSIGNMENT	TRANSFORMER DATA	BURDEN			
Name	Description	Value	Unit	Min	Max	
NAME	CT Unit Name	CT1				
SIGA	A Phase Primary Current Signal Name	IBA				
SIGB	B Phase Primary Current Signal Name	IBB				
SIGC	C Phase Primary Current Signal Name	IBC				
F	Frequency	50	Hz	0		
DE	Core characteristics data entry	B,H				
csa	Cross-sectional Area	0.1	m ²	0.0	100	
Plen	Path Length	1.38	m	0.0	100	
FLXRS	Enable Flux Reset?	No		0	1	
ENRMIN	Enable The Initial Remanence?	No		0	1	
FIT	BH Curve Fitting Algorithm	Least Saure				
prtyp	Solve Model on card type:	GPC/PB5		0	2	

Рис. 3. Перечень параметров модели ТТ в ПО RTDS

Характеристика намагничивания сердечника может быть задана 3 способами.

Первый способ – это использование кривой намагничивания стали сердечника $B(H)$. Кривая $B(H)$ для стали сердечника трансформатора ТВ-110/50 приведена на рис. 4. Необходимо задать 10 точек, по которым заданным алгоритмом аппроксимируется кривая $B(H)$ и используется в дальнейших расчетах [8].

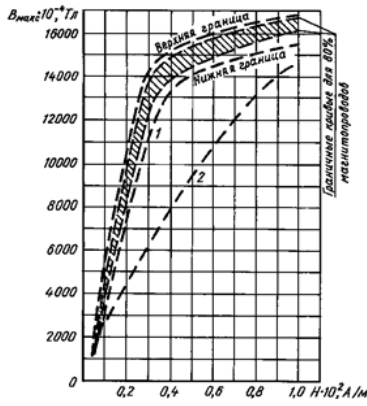


Рис. 4. Кривая намагничивания $B(H)$ для стали 3405

Вторым способом является использование экспериментальной вольт-амперной характеристики (ВАХ) трансформатора тока. ВАХ трансформатора ТВ-110/50 представлена на рис. 5. В параметрах модели она также задается 10 точками, затем приводится к однозначной кривой намагничивания $B(H)$ с помощью алгоритма, представленного Г. Доммелем в работе [3]. Действующие значения напряжений и токов преобразуются в величины B и H уравнениями (1) и (2) соответственно:

$$B[n] = \frac{V \cdot \sqrt{2}}{\omega}; \quad (1)$$

$$H[n > 2] = i_{n-1} + Y_n (B_n - B_{n-1}), \quad (2)$$

где n – номер точки кривой ВАХ;

$$H[0] = 0, 0; \quad H[1] = I \cdot \sqrt{2};$$

$Y_n = \frac{1}{L_n}$ и L_n – рассчитываются по ВАХ.

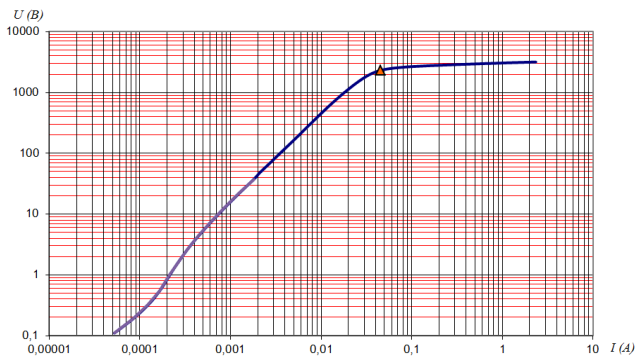


Рис. 5. ВАХ трансформатора тока ТВ-110/50

Третий способ задания кривой намагничивания – это использование физических параметров стали сердечника: индукции насыщения B_{sat} и начальной относительной магнитной проницаемости стали μ_i . По физическим параметрам также строится однозначная кривая намагничивания $B(H)$ с помощью формулы Фрелиха [4, 9]:

$$B = \frac{H}{c + b|H|}, \quad (3)$$

где коэффициенты

$$b = \frac{(1 - 1/\sqrt{\mu_i})}{B_{sat}} \quad \text{и} \quad c = \frac{1}{\mu_0 \mu_i};$$

$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ [Гн/м] – магнитная постоянная; μ_i – начальная относительная магнитная проницаемость стали; B_{sat} – индукция насыщения стали.

Преобразованные величины B и H используются в уравнении, которое определяет характеристику насыщения:

$$H(t) = B_1 \cdot B(t) + B_2 \cdot B^{35}(t), \quad (4)$$

где коэффициенты B_1 и B_2 определяются с помощью методов аппроксимации пар значений эталонной кривой.

Для решения уравнения (4) используется алгоритм аппроксимации кривой, заданный в настройках модели трансформатора тока. Обычно используется квадратичная аппроксимация, реже применяется кусочно-линейная.

IV. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

В ходе моделирования фрагмента энергосистемы с рис. 1 были использованы 3 модели ТТ с различными способами задания характеристик намагничивания сердечника. Моделируется короткое замыкание, во время которого сердечники моделей ТТ насыщаются. На рис. 6 показаны осциллограммы потока в сердечнике $\Phi(t)$, намагничивающего тока $I_{нам}(t)$ и тока во вторичной цепи трансформатора $I_B(t)$.

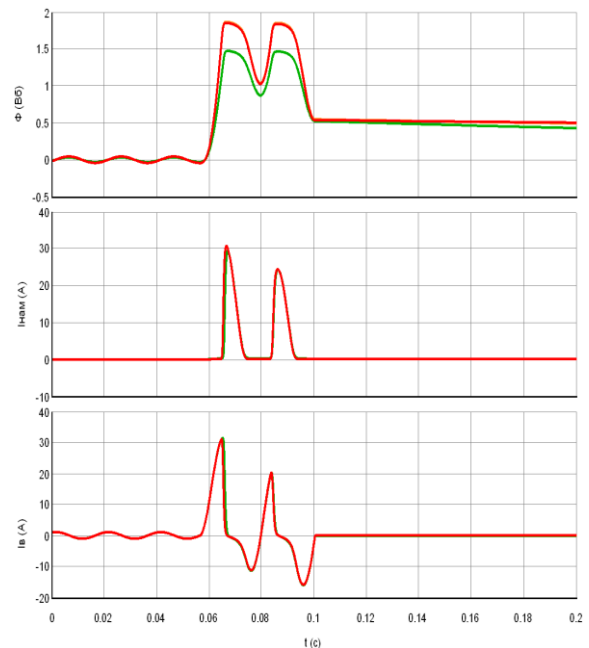


Рис. 6. Осциллограммы потока в сердечнике $\Phi(t)$, намагничивающего тока $I_{нам}(t)$ и тока во вторичной цепи трансформатора $I_B(t)$

Осциллограммы токов намагничивания и вторичных токов моделей ТТ практически полностью одинаковы. Осциллограммы магнитных потоков $\Phi(t)$ в сердечниках моделей ТТ, в которых характеристика намагничивания

задана однозначной кривой намагничивания $B(H)$ и физическими параметрами стали (B_{sat} и μ_i), также полностью идентичны (рис. 6). Магнитный поток в модели ТТ, где магнитная характеристика задается с помощью ВАХ, несколько отличается.

На рис. 7 представлены магнитные характеристики $\Phi(I_{нам})$ исследуемых моделей трансформаторов тока, полученные с помощью RTDS. Характеристики моделей ТТ, в которых использованы кривая $B(H)$ и физические параметры стали, практически полностью идентичны. Есть небольшая погрешность в области глубокого насыщения. Магнитная характеристика модели ТТ, в которой использована ВАХ, заметно отличается от остальных, что сказывается на осциллограмме потоков $\Phi(t)$ на рис. 6.

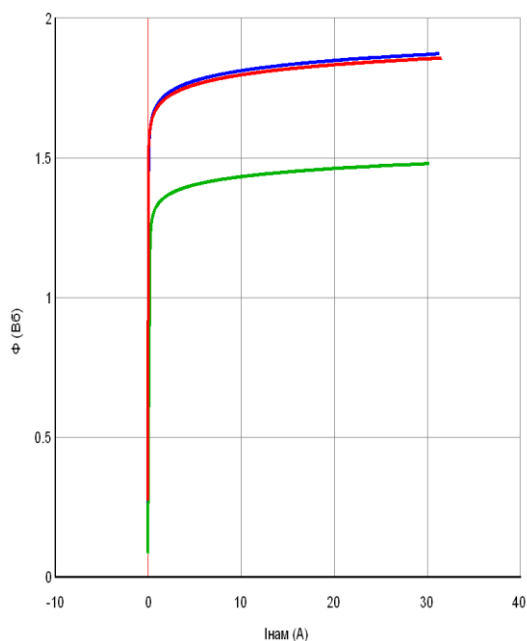


Рис. 7. Однозначные характеристики намагничивания $\Phi(I_{нам})$ сердечников моделей ТТ

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При исследовании процессов в энергосистемах важно точно моделировать трансформаторы тока, поскольку они используются для измерения токов. При настройке модели ТТ для задания характеристики намагничивания, как правило, используется либо ВАХ

ТТ, либо однозначная кривая намагничивания стали $B(H)$. Способ задания характеристики с помощью физических параметров стали (B_{sat} и μ_i) ранее не использовался, поскольку не было известно, насколько сильно он отличается от вышеупомянутых. По итогам анализа данных, полученных в ходе исследования осциллограмм, можно сделать вывод, что способ задания параметров модели с помощью физических параметров стали практически идентичен способу задания кривой намагничивания $B(H)$ и его можно применять наравне с остальными.

Список литературы

- [1] Hermann W. Dommel. Digital computer solution of electromagnetic transients in single- and multiphase networks // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1969. Vol. Pas-88, No. 4. P. 388–399.
- [2] Математическое моделирование трансформаторов тока в режимах с глубоким насыщением магнитопроводов [Электронный ресурс] / С.Л. Кужиков [и др.] // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сб. докл. 5-й Междунар. науч.-техн. конф., 01 – 05 июня 2015 г., Сочи. – Сочи: СО ЕЭС, 2015. – [С. 34–41].
- [3] Neves L.A., Dommel H. On modeling iron core nonlinearities // IEEE Transactions on Power Systems. 1993. Vol. 8(2). P. 417–425.
- [4] Бозорт Р. Ферромагнетизм / пер. с англ. – М.: Изд-во иностр. лит-ры, 1956. 784 с.
- [5] RSCAD Instrument Transformers Manual, December 2013.
- [6] Королев Е.П., Либерзон Э.М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. – М.: Энергия, 1980. – 208 с.
- [7] Кужиков С.Л., Дегтярев А.А., Чердиченко К.В. Об обеспечении необходимой точности работы защитных трансформаторов тока в переходных режимах // Электрические станции. – 2015. – № 5. – С. 53–60.
- [8] Рожненко Ж.Г., Толмачев С.Т. Особенности магнитных свойств и характеристик намагничивания листовых электротехнических сталей // ЕиЕ. 2010. № 2.
- [9] Матюк В.Ф., Осипов А.А. Математические модели кривой намагничивания и петли магнитного гистерезиса. Часть I. Анализ моделей // Неразрушающий контроль и диагностика. 2011. № 2. С. 3–35.
- [10] Калантаров П.Л., Цейтлин Л.А. Расчет индуктивностей: Справочная книга. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. – 488 с.

Особенности выбора уставок токовой защиты нулевой последовательности в сетях 110 кВ и выше сложной конфигурации

О.С. Харенко¹, М.В. Королев¹, С.В. Королёв¹

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ
Саратов, Россия
Kharenko@srdu.ru

В сетях 110 кВ и выше параметры настройки токовой защиты нулевой последовательности выбираются в соответствии с «Руководящими указаниями по релейной защите. Выпуск 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110–500 кВ» (далее – РУ по РЗ. Вып. 12). Условия выбора параметров настройки, в соответствии с РУ по РЗ. Вып. 12, в большинстве своем рассматривают случаи постоянства коэффициента токораспределения по току нулевой последовательности $3I_0$ при согласовании защит в кольцевых сетях с каскадным режимом отключения повреждений, поскольку при этом коэффициент токораспределения имеет наибольшее значение, причем он не меняется при перемещении места замыкания по поврежденной линии. Это, в свою очередь, как было подтверждено практически и моделированием, не всегда верно, поскольку в сетях сложной конфигурации максимальный коэффициент токораспределения при каскадном отключении может быть при КЗ на всей протяженности линии, в зависимости от протяженности и количества групп взаимоиנדукции транзитных линий. Это может привести к неоднократным неселективным срабатываниям РЗ как в нормальных, так и в ремонтных режимах работы сети и повлиять на надежность электроснабжения потребителей разных категорий. В данный момент при имеющихся возможностях компьютерного моделирования КЗ в сетях 110 кВ и выше необходимо определять максимальный коэффициент токораспределения на всей протяженности линии.

С помощью программы АРМ СРЗА проведено моделирование изменения коэффициента токораспределения при каскадных отключениях при перемещении точки КЗ по всей длине линии, результаты сопоставлены с данными осциллограмм регистраторов аварийных событий при КЗ с землей на линии. Получено, что итоговые уставки токовой защиты нулевой последовательности по условию согласования или отстройки должны выбираться с учетом рассмотренных в данной статье примеров схем.

Ключевые слова: токовая защита нулевой последовательности, коэффициент токораспределения, сети 110 кВ и выше с эффективно заземленной нейтралью, группы взаимоиנדукции, сети сложной конфигурации.

Features of the choice of settings of current protection of zero sequence in networks of 110 kV and above of the difficult configuration

O.S. Kharenko¹, M.V. Korolev¹, S.V. Korolyov¹

¹SO UPS, JSC,
Saratov ROC
Kharenko@srdu.ru

In networks of 110 kV and above of settings of current protection of zero sequence are chosen according to "Guidelines on relay protection. Release 12. Current protection of zero sequence against short circuits on the earth of lines 110–500 kV" (further – RU on RP. Release 12). Conditions of the choice of settings, according to RU on RP. Release 12, in the majority cases of constancy of infeed coefficient on current of zero sequence $3I_0$ consider at coordination of protection in ring networks with the cascade mode of shutdown of damages as at the same time the infeed coefficient has the greatest value, and he doesn't change when moving the place of short circuit on the damaged line. It, in turn, as it has been confirmed with modeling and practically, not always truly as in networks of a difficult configuration the maximum infeed coefficient at cascade shutdown can be at short circuit on all extent of the line depending on extent and the number of groups of interinduction of transit lines. It can give to numerous not selective operations of RP both in normal, and in repair operating modes of a network and to affect reliability of power supply of consumers of different categories. At present at the available opportunities of computer modeling of short circuit in networks of 110 kV and above it is necessary to define the maximum infeed coefficient on all extent of the line.

Studied with the help of modeling (ARM SRZA) the change in the coefficient of current distribution in a cascade disconnections when moving the point of SC across the length of the line and made the comparison of simulation results with the data waveform of registrars of emergency events with a short-circuit with the ground on the line. The final setpoint current protection of zero sequence by the condition of matching or detuning should be chosen taking into account the above examples of schemes in this article.

Keywords: current protection of zero sequence, infeed coefficient, network of 110 kV and above with the effective grounded neutral, groups of interinduction, a network of a difficult configuration.

1. ВВЕДЕНИЕ

Однофазные короткие замыкания являются преобладающим видом повреждения в сетях 110 кВ и выше. По статистическим данным за 2015 г., в Саратовской энергосистеме однофазные короткие замыкания в сетях 110 кВ и выше составили 85 % от общего числа аварий (данные «ПК Анализ»). В сетях 110 кВ и выше параметры настройки токовой защиты нулевой последовательности выбираются в соответствии с [1]. От корректного выбора параметров настройки (уставок) токовой защиты нулевой последовательности зависит селективность защит в энергосистеме как при нормальном режиме работы, так и в ремонтных режимах.

II. ПРЕДМЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Условия выбора параметров настройки, в соответствии с [1], в большинстве своем рассматривают случай постоянства коэффициента токораспределения по току нулевой последовательности $3I_0$ при согласовании защит в кольцевых сетях с каскадным режимом отключения повреждений, причем он не меняется при перемещении места замыкания по поврежденной линии.

Как можно проследить из рис. 1, токи нулевой последовательности на параллельных линиях при каскадном отключении замыкания на землю на одной из них во всех случаях уменьшаются на обеих линиях при удалении точки короткого замыкания от источника, то есть коэффициент токораспределения токов нулевой последовательности остается постоянным. Если же при перемещении места замыкания по поврежденной линии, с защитой которой производится согласование, коэффициент токораспределения изменяет свое значение, то определение расчетного значения коэффициента токорас-пределения должно производиться графическим способом [1], иначе это может привести к большому «загрублению» защиты.

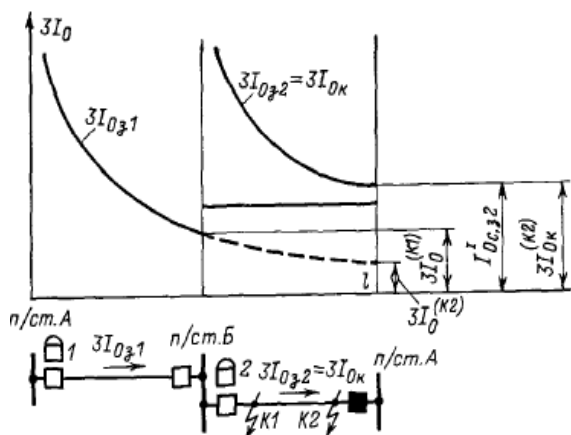


Рис. 1. Токи нулевой последовательности на параллельных линиях при каскадном отключении замыкания на землю на одной из них (рис. 7 раздела В [1])

При анализе схем сетей сложной конфигурации, в которых многие линии находятся в коридорах взаимной индукции и имеется множество обходных ветвей связи, получено, что токи нулевой последовательности могут не только не уменьшаться, но и значительно увеличиваться.

Для примера рассмотрим упрощенную схему сети, представленную на рис. 2. Как видно по результату анализа моделирования токов нулевой последовательности на параллельных линиях при каскадном отключении замыкания на землю (рис. 3), из-за взаимной индукции друг на друга ВЛ, идущих в одном коридоре, имеется изменение значения коэффициента токораспределения от 0,026 до 0,459 (рис. 4). А в ремонтных режимах с отключенным шиносоединительным выключателем (далее – ШСВ) значение коэффициента токораспределения изменяется в пределах от 0,0095 до 0,43.

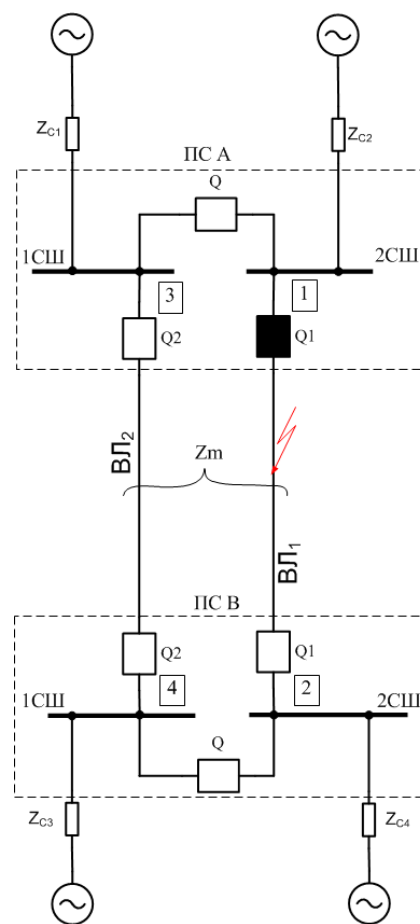


Рис. 2. Схема сети

Как показал анализ ряда схем различных подстанций 110–220 кВ с прилегающими к ним сетями, изменение значения коэффициента токораспределения в режимах с отключенным ШСВ на подстанциях, соединённых параллельными линиями или линиями, конечными точками которых являются данные подстанции, может стать расчётным режимом для принятия окончательной уставки.

Еще одним случаем, влияющим на выбор параметров настройки токовой защиты нулевой последовательности, являются схемы сетей сложной конфигурации с линиями, отходящими от абсолютно разных подстанций, имеющих включенные ШСВ (СВ), но находящимися в одних коридорах взаимной индукции (рис. 5). В данной схеме имеет место коридор взаимной индукции ВЛ-1 и ВЛ-4 большой протяженности. При каскадном отключении КЗ на землю

на ВЛ-1 по ВЛ-4 возникает ток нулевой последовательности, достаточный для срабатывания защиты. К примеру, 3 ступени токовой защиты нулевой последовательности защиты 1 подстанции *D*, направленной в сторону подстанции *E*. Это, в свою очередь, может привести к обесточиванию подстанций *B* и *C* и частичному обесточиванию подстанции *D*. Также подобный случай значительного увеличения тока нулевой последовательности по ВЛ-4 может произойти в случае вывода секционного выключателя СВ-110 подстанции *B* в ремонт. На основании данного моделирования был проведен анализ ряда осциллограмм регистраторов аварийных событий при однофазном КЗ схемы сети сложной конфигурации, аналогичной схеме на рис. 5, результаты которого полностью подтвердили выводы моделирования.

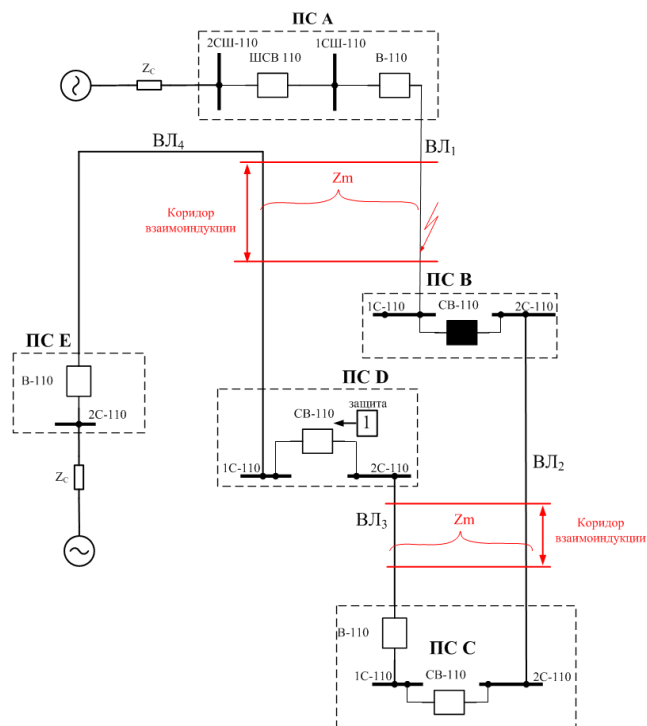


Рис. 5. Схема сети сложной конфигурации с линиями, отходящими от абсолютно разных подстанций, имеющих включенные ШСВ (СВ), но находящимися в одном коридоре взаимоиנדукции

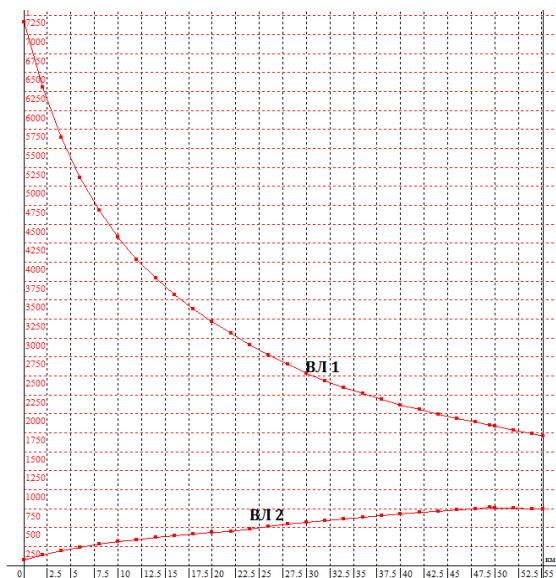


Рис. 3. График изменения токов нулевой последовательности на параллельных линиях, находящихся в одном коридоре взаимоиנדукции, при каскадном отключении замыкания на землю на одной из них

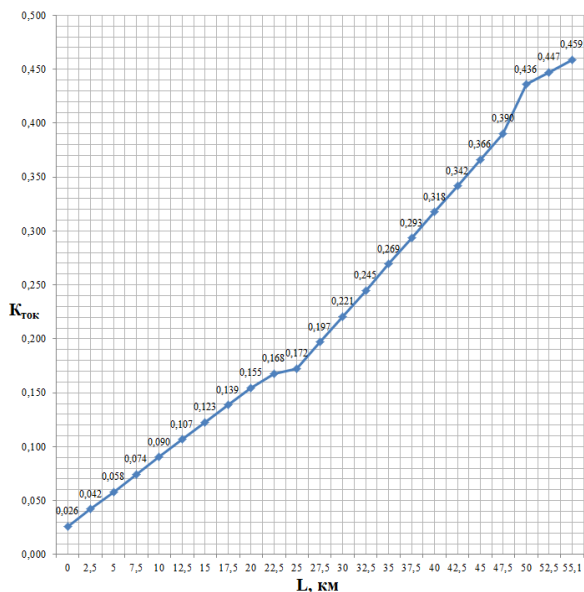


Рис. 4. График изменения коэффициента токораспределения токов нулевой последовательности на параллельных линиях, находящихся в одном коридоре взаимоиנדукции, при каскадном отключении замыкания на землю на одной из них

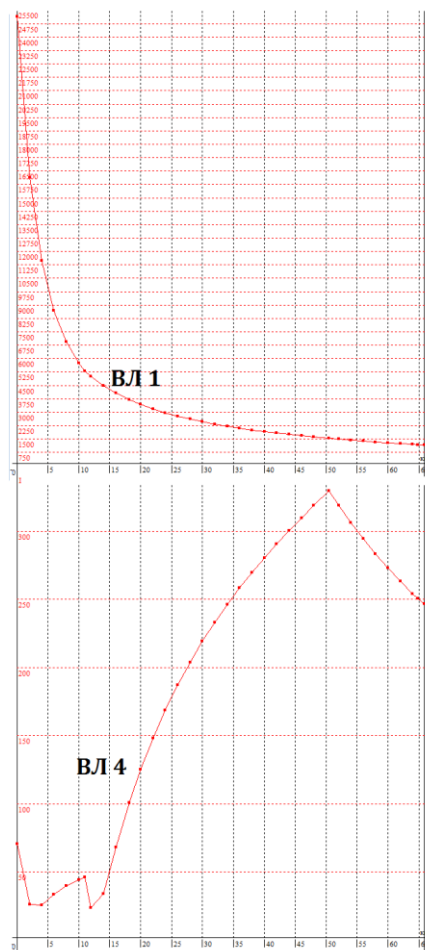


Рис. 6. График изменения токов нулевой последовательности на линиях, отходящих от абсолютно разных подстанций, но находящихся в одном коридоре взаимоиנדукции, при каскадном отключении замыкания на землю на одной из них

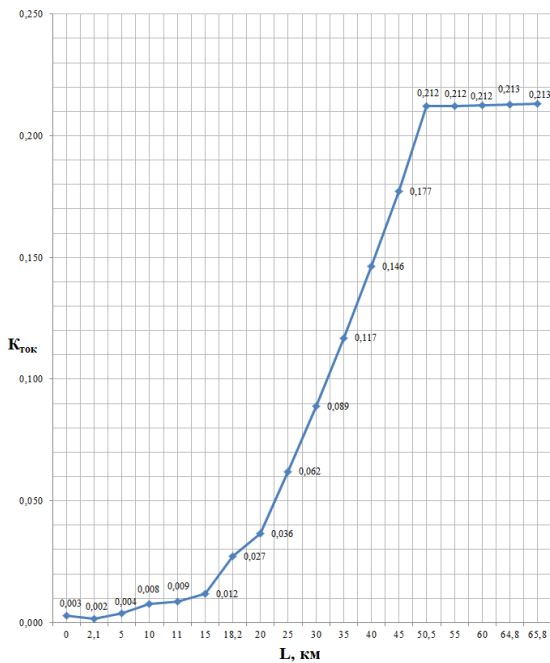


Рис. 7. График изменения коэффициента токораспределения токов нулевой последовательности на линиях, отходящих от абсолютно разных подстанций, но находящихся в одном коридоре взаимной индукции, при каскадном отключении замыкания на землю на одной из них

III. Вывод

Рекомендуется при выборе параметров настройки токовой защиты нулевой последовательности параллельных линий, находящихся в одном коридоре взаимной индукции, рассматривать изменение значения коэффициента токораспределения токов нулевой последовательности при согласовании на всей протяженности ВЛ в различных режимах работы сети.

Особое внимание при выборе параметров настройки следует уделять схемам сетей, аналогичным изображенным на рис. 5.

Результаты исследований рекомендуется учитывать при выборе параметров настроек токовой защиты нулевой последовательности как диспетчерским центрам, так и проектным организациям на стадии проектирования.

Список литературы

- [1] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110–500 кВ. – М.: Энергия, 1980. – 88 с.

Моделирование повреждений и ненормальных режимов работы силового трансформатора на программно-аппаратном комплексе реального времени RTDS

К.В. Харитонов, Е.А. Понамарев, В.М. Шевцов

ООО «НПП “ЭКРА”»

Чебоксары, Россия

kharitonov_kv@ekra.ru

На этапе разработки устройств РЗА широко применяются программные и программно-аппаратные комплексы моделирования режимов работы ЭЭС для тестирования и отладки разрабатываемых алгоритмов. Как правило, эти комплексы содержат библиотеки моделей элементов ЭЭС, выполненные на основе их математического описания с рядом упрощений и допущений. В связи с этим актуальной является задача анализа моделей с точки зрения возможности их использования для воспроизведения требуемых режимов работы оборудования. В работе выполнен анализ, в том числе верификация модели трёхфазного двухобмоточного силового трансформатора из библиотеки элементов программно-аппаратного комплекса реального времени типа RTDS. Обозначены её особенности, даны рекомендации по выбору расчётных параметров. Приведены результаты моделирования повреждений и ненормальных режимов работы (бросок тока намагничивания, перевозбуждение, внешние короткие замыкания со значительным насыщением трансформаторов тока).

Ключевые слова: RTDS, моделирование, силовой трансформатор, насыщение, бросок тока намагничивания, перевозбуждение.

Simulation of power transformer faults and abnormal operating conditions on RTDS

Kirill Kharitonov, Evgenij Ponamarev, Viktor Shevcov

Research & Production Enterprise «EKRA» Ltd

Cheboksary, Russian Federation

kharitonov_kv@ekra.ru

Software and hardware power system simulating complexes are widely used during testing and checkout of protection IED algorithms under development stage. Usually these complexes contain elements models libraries, created on the base of mathematic specification, also considering series of assumptions and simplifications. Thus problem of models analysis relatively possibility of their application for simulating specific operating conditions became important. In this paper analysis including verification of three-phase two-winding power transformer from RTDS models library was performed. Its features were explained and setting recommendations were made. Internal faults and abnormal operating conditions (power transformer inrush and overexcitement, external faults with significant saturation of current transformers) simulation results were shown.

Keywords: RTDS, simulation, power transformer, saturation, magnetizing current inrush, overexcitement.

1. МОДЕЛЬ ДВУХОБОМОТОЧНОГО СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА БИБЛИОТЕКИ МОДЕЛЕЙ RTDS

В стандартной библиотеке элементов RTDS представлено 2 типа моделей силового трансформатора: классическая модель на базе электрической схемы замещения и модель UMEC (Unified Magnetic Equivalent Circuit), основанная на решении магнитных цепей. Последняя позволяет исследовать процессы, протекающие в трансформаторе, максимально подробно, но требует задания конструктивных параметров, таких как количество витков обмоток, длины ярм и стержней, их площади поперечного сечения. В связи с этим далее рассматривается рациональная классическая схемная модель трёхфазного двухобмоточного силового трансформатора.

К особенностям модели относятся:

- учёт нелинейной характеристики намагничивания (насыщения) стали сердечника;

- возможность применения гистерезиса и остаточного потока;
- учёт потерь на вихревые токи в сердечнике;
- представление трёхфазного трансформатора группой автономных однофазных трансформаторов;
- использование Г-образной схемы замещения при учёте насыщения.

Для расчёта некоторых параметров модели данные обычно берутся в справочной литературе: номинальные напряжения обмоток и мощность, сопротивление рассеяния, потери активной мощности и др. Целесообразно особое внимание уделить параметрам, описывающим кривую намагничивания.

Параметр *Sat* – место расположения ветви намагничивания в Г-образной схеме замещения. Доступные варианты: со стороны выводов обмотки НН или ВН. Заметим, что более точной является Т-образная

схема замещения с отдельными индуктивностями рассеяния $x_{\sigma \text{ обм НН}}$ и $x_{\sigma \text{ обм ВН}}$ с поперечным подключением ветви намагничивания в общую точку соединения продольных индуктивностей. Выбор положения этой точки – дополнительная нелинейная задача с условием полноты узлового напряжения, интеграл которого однозначно определяет значение потока в сердечнике [1, 2].

ПАРАМЕТРЫ КРИВОЙ НАМАГНИЧИВАНИЯ МОДЕЛИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Имя	Описание	Ед. изм.	Мин.	Макс.
Sat	Saturation Placed on Winding		#1	#2
Xair	Air core reactance	о.е.	0,001	10,0
Xknee	Knee voltage	о.е.	0	
hyl	Hysteresis Loss (% of rated MVA)	%	0	10
Edl	Eddy Current Loss (% of rated MVA)	%	0	10

Так как обмотку НН технологически легче изолировать от сердечника, то обычно её располагают ближе остальных к сердечнику. Тогда можно считать, что сопротивление рассеяния обмотки НН меньше сопротивления рассеяния обмотки ВН. Например, в работе [3] (при полном насыщении магнитопровода):

$$x_{\sigma \text{ обм НН}^*} = (0,5 - 1)u_{к*}; \quad x_{\sigma \text{ обм ВН}^*} = (1,5 - 2)u_{к*},$$

а в зарубежной литературе [4]:

$$x_{\sigma \text{ обм НН}^*} = 0,1u_{к*}; \quad x_{\sigma \text{ обм ВН}^*} = 0,9u_{к*}.$$

Из-за меньшего падения напряжения на сопротивлении обмотки НН погрешность приложенного к ветви намагничивания напряжения (в сравнении с напряжением, приложенным в Т-образной схеме) будет меньше при её включении со стороны выводов обмотки НН. В связи с этим целесообразно включать ветвь намагничивания со стороны выводов обмотки НН.

Параметр *Xair* – сопротивление намагничивания полностью насыщенного трансформатора $x_{нас*} = L_{нас*}$, о.е. Оно определяет наклон кривой намагничивания в области глубокого насыщения сердечника.

В ряде источников даётся типовое значение параметра, равное двум напряжениям короткого замыкания [1, 2, 5]:

$$x_{нас*} = 2u_{к*}.$$

В [6, 7] расчётно (в [7] ещё и экспериментально) получены сопротивления обмоток трансформаторов $x_{в*}$ в предположении замены стали сердечника воздухом при полном насыщении, причём

$$x_{в*} = x_{нас*} + x_{\sigma \text{ обм}^*}.$$

Ввиду неопределённости величины $x_{\sigma \text{ обм}^*}$ затруднительно выделить из представленных значений $x_{в*}$ необходимое для задания в модели точное значение $x_{нас*}$.

Параметр *Xknee* – напряжение насыщения $U_{нас*}$, о.е. Используется для вычисления потокосцепления насыщения $\Psi_{нас*} = U_{нас*}$. Согласно [2], типовое значение лежит в диапазоне:

$$1,15 \leq \Psi_{нас*} \leq 1,25.$$

В [7] приведены полученные расчётно и экспериментально значения $\Psi_{нас*}$ для нескольких трансформаторов.

Параметры *hyl* и *Edl* характеризуют магнитные потери в трансформаторе, составляющие основную часть потерь холостого хода ΔP_x :

- *hyl* – потери мощности на гистерезис $\Delta P_{гист}$,
- *Edl* – потери на вихревые токи $\Delta P_{вихр}$.

Согласно [8], рекомендуется в первом приближении принимать

$$\Delta P_{гист} = 0,3\Delta P_x, \quad \Delta P_{вихр} = 0,7\Delta P_x.$$

II. МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Для разработки устройств РЗА силового трансформатора, анализа работы различных алгоритмов актуальными являются такие переходные режимы, как бросок тока намагничивания (БНТ), перевозбуждение, внешние КЗ с насыщением измерительных трансформаторов тока (ТТ), внутренние повреждения [9].

Бросок тока намагничивания – режим резкого увеличения тока намагничивания силового трансформатора, возникающий при насыщении магнитной системы вследствие большой апериодической составляющей в рабочем потоке трансформатора. Различают 3 вида БНТ: при включении под напряжение, при восстановлении напряжения (например, после отключения внешнего КЗ), при включении одного из нескольких параллельных трансформаторов (индуцированный БНТ).

Для участка электроэнергетической системы (рис. 1) имеются реальные кривые токов включения трансформаторов ТБ и ТСН под напряжение, записанные терминалом РЗА (чёрная линия на рис. 2). На RTDS создана модель данного участка и выполнен расчёт режима включения трансформаторов под напряжение (включение выключателя В-2 при отключенных В-1 и В-3). Полученные в модели кривые токов сопоставлены с реальными (светлая линия на рис. 2).

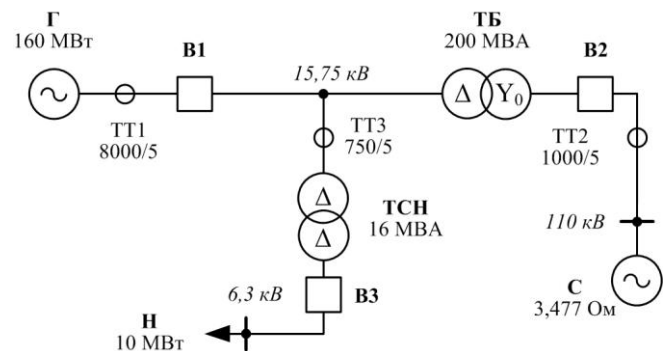


Рис. 1. Участок электроэнергетической системы: блок генератор – трансформатор с отпайкой на СН

При анализе полученных результатов следует иметь в виду, что сигналы, воспроизводимые моделью, будут

отличаться от сигналов, полученных на реальном объекте, по ряду причин:

- упрощённый алгоритм моделирования насыщения;
- неточность задания параметров моделей (силовых трансформаторов, ТТ);
- возможное наличие остаточного потока в трансформаторах;
- неточный выбор фазы включения и разновременность включения фаз выключателя;
- параметры внешней сети и её режим;
- неучёт входных датчиков терминала РЗА.

С учётом перечисленных факторов можно считать точность моделирования приемлемой. Таким образом, сделаем вывод об адекватности стандартных моделей силового трансформатора и ТТ библиотеки элементов RTDS.

Данный опыт был проведён в предположении отсутствия остаточного потока в силовых трансформаторах и ТТ, фазе включения -110° . Для подробного исследования режима или в целях проверки РЗ БНТ может быть смоделирован и при других условиях. Также возможно моделирование БНТ двух других видов.

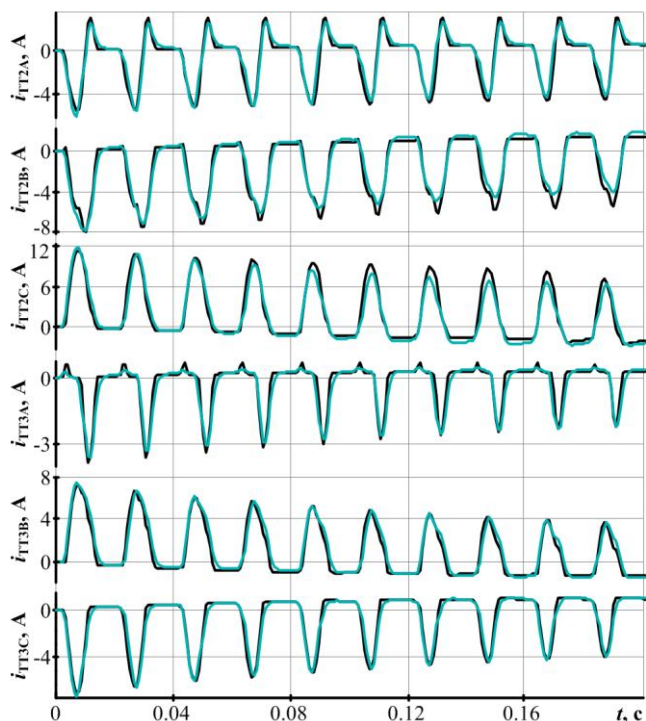


Рис. 2. Вторичные фазные токи ТТ-2 и ТТ-3

Перевозбуждение силового трансформатора – насыщение магнитной системы трансформатора из-за повышенного напряжения или пониженной частоты.

Существует множество режимов, при которых может наступить перевозбуждение. Обычно ему подвержены трансформаторы, работающие в блоках с генераторами. Из анализа литературы [10 – 13] выделено 5 основных:

- неисправность системы возбуждения генератора в условиях работы блока на холостом ходу;

- отключение блока от сети;
- преждевременная подача возбуждения на генератор при пуске блока;
- выбег возбуждённого генератора;
- отключение нагрузки понижающего трансформатора, работающего на конце длинной линии.

С помощью RTDS на модели участка ЭЭС (рис. 1) выполнено моделирование первых четырёх режимов. Результаты показали корректную работу модели силового трансформатора: каждый полупериод интеграл приложенного напряжения достигает значения потока насыщения и происходит насыщение. Кривая тока намагничивания имеет симметричный относительно оси времени вид, для неё характерно наличие исключительно нечетных гармоник. Гармоники тока, кратные трём, замыкаются в треугольнике, поэтому исключено их наличие в токах сторон трансформатора. Гармонический анализ подтверждает рассуждения.

Для рассмотрения режимов **внешних КЗ** в схеме по рис. 1 представим сеть ВН 110 кВ в виде пары параллельных линий электропередач (ЛЭП). Суммарное эквивалентное сопротивление внешней сети осталось неизменным. Рассмотрим режим однофазного КЗ на одной из ЛЭП с неуспешным АПВ. На рис. 3 представлены расчётные осциллограммы переходных процессов при заданном аварийном возмущении. В 4-й строке черная линия – идеальный вторичный ток ТТ-2, светлая – вторичный ток модели ТТ-2. В последней строке черная линия – дифференциальный ток (модуль первой гармоники суммы токов фазы А ТТ-1, ТТ-2, ТТ-3), светлая – уставка срабатывания (с учётом торможения) дифференциальной защиты. Процесс содержит последовательно сменяющиеся друг друга события:

- 1) возникновение КЗ, насыщение ТТ-2 и снижение напряжения на трансформаторе;
- 2) отключение повреждённой ЛЭП от действия РЗ; восстановление напряжения на трансформаторе и, как следствие, появление БНТ; насыщение ТТ аperiodической составляющей тока;
- 3) АПВ линии на КЗ, повторное насыщение ТТ;
- 4) отключение ЛЭП, БНТ и насыщение ТТ.

Степень насыщения силового трансформатора и ТТ зависит от нескольких факторов: расстояния до места КЗ, значения переходного сопротивления, фазы возникновения КЗ, моментов отключения ЛЭП, фазы при АПВ. Система RTDS позволяет свободно варьировать данные параметры. Величины на рис. 3 получены в наиболее тяжелом случае: металлическое КЗ в начале ЛЭП, фаза 0° при возникновении КЗ и АПВ. На последнем этапе наблюдаются максимальные токи намагничивания силового трансформатора и ТТ, что может негативно повлиять на работу РЗА трансформатора.

Наиболее часто возникающими **внутренними повреждениями** силового трансформатора являются КЗ на выводах и витковые замыкания (ВЗ). Реже происходят междуфазные КЗ внутри кожуха, есть вероятность замыкания обмоток или их наружных выводов на землю и повреждений магнитопровода [12]. Обычно ВЗ изначально возникают между близкими витками.

Несвоевременное выявление ВЗ приводит к расширению области повреждения трансформатора или к выходу его из строя. Токи повреждения могут существенно превышать номинальные значения, но вне места повреждения не достигают их даже при 10 % замкнувшихся витков [13]. Данный факт значительно усложняет выявление ВЗ защитами, реагирующими на электрические величины, особенно на ранних стадиях.

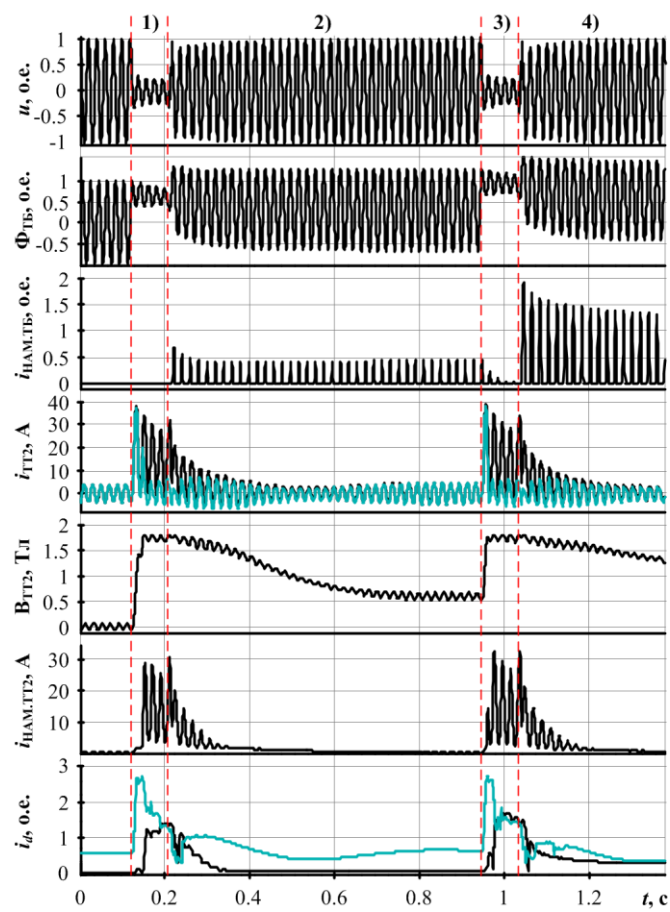


Рис. 3. Режим внешнего КЗ с неуспешным АПВ ЛЭП

Ранее рассмотренная модель силового трансформатора позволяет моделировать достаточно просто КЗ на выводах. Для моделирования внутренних повреждений в библиотеке элементов имеется специальная модель трансформатора. Её принцип состоит в разделении одной из обмоток на две или три последовательные электрически связанные, при этом в месте стыков этих обмоток добавлены выводы, позволяющие моделировать и наблюдать внутренние повреждения. Например, можно объединить через переходное сопротивление соседние

вывода (ВЗ) или соединить внутренние выводы обмоток различных фаз трансформатора (междуфазное внутреннее КЗ). Модель позволяет задавать относительное количество витков каждой из обмоток. В модели доступен алгоритм насыщения.

III. ВЫВОДЫ

Выполнен анализ модели трёхфазного двухмоточного силового трансформатора и расчёт параметров, а также оценка его переходных режимов. Верификация в режиме БНТ показала достаточную точность работы модели в режимах насыщения. Пользователи системы RTDS могут применить результаты анализа и рекомендации по использованию модели силового трансформатора, а также полученные схемно-режимные ситуации. Продолжение работы состоит в составлении и опробовании программы комплексных испытаний алгоритмов цифровых защит трансформатора.

Список литературы

- [1] Dommel H.W. EMTP Theory Book, 1987.
- [2] PSCAD X4 (v4.6). Online Help (2015-09-22).
- [3] Дроздов А.Д. Электрические цепи с ферромагнитными сердечниками в релейной защите. – М.; Л.: Энергия, 1965. – 240 с.
- [4] Rioual M. Energization of Step-up Transformers for Windfarms: Modeling and its Validation by tests Performed on a 10 MW Site, 2009.
- [5] RTDS Power Transformers Manual, May 2015.
- [6] Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110–500 кВ. Расчёты. – М.: Энергия, 1980. – 88 с.
- [7] Зихерман М.Х. Характеристики намагничивания мощных трансформаторов // Электричество. 1972. № 3.
- [8] Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов. – М.: Энергия, 1976.
- [9] Каштенни Б., Севов Л. Усовершенствованный алгоритм отстройки от бросков тока намагничивания // Релейщик. 2009. № 1. С. 30–41.
- [10] Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор – трансформатор. М.: Энергоиздат, 1982.
- [11] Савченко Е.В. Режимы перевозбуждения трансформаторов электростанций и работа их дифференциальной защиты // Электрические станции. 2014. № 8. С. 38–43.
- [12] Чернобровов Н.В. Релейная защита энергетических систем: учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семёнов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
- [13] IEEE Guide for Protecting Power Transformers (IEEE Std C37.91-2008). New York, USA, 2008. 414 p.

Анализ алгоритмов определения начала переходного процесса при коммутационных процессах в линиях электропередач

Р.Г. Хузяшев¹, И.Л. Кузьмин², С.И. Новиков²

¹ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

²Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана

Казань, Россия

090390ns@mail.ru

В сетях с изолированной нейтралью 6–35 кВ для определения места повреждения (ОМП) при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) существует множество алгоритмов. Такие сети характеризуются древовидной структурой, что, несомненно, усложняет поиск поврежденного участка, поэтому наибольшее распространение получили алгоритмы, основанные на регистрации аварийного контура протекания тока. Для этого в узловых точках ЛЭП устанавливаются датчики тока, которые регистрируют прохождение переходного процесса тока и по известному расположению датчиков определяется зона места ОЗЗ. Для более точного определения места повреждения предлагается использовать волновой метод фиксации начала переходного процесса сигналов напряжения в конечных точках древовидной сети [1]. Необходимо наиболее точно определять время начала переходного процесса, так как от этого зависит точность определения места повреждения.

Ключевые слова: замыкания на землю, датчик тока и напряжения, регистрация переходного процесса.

The analysis of algorithms of definition of the beginning of transition process at switching processes in power lines

Rustjem Huzyashev¹, Igor' Kuz'min², Sergej Novikov²

¹Kazan state power engineering university

²Branch of JSC «SO UPS» Regional dispatching Power System of the Republic of Tatarstan

Kazan, Russian Federation

090390ns@mail.ru

In networks with the isolated neutral of 6–35 kV for the definition of the place of damage at single-phase short circuit on the earth there are set of algorithms. Such networks are characterized by treelike structure that, undoubtedly, complicates search of the damaged site therefore the greatest distribution was gained by the algorithms based on registration of an emergency contour of course of current. For this purpose at in nodal points of the high voltage line current sensors which register passing of transition process of current are installed and the zone of the place of PSC is determined by the known arrangement of sensors. For more exact definition of the place of damage it is offered to use a wave method of fixing of the beginning of transition process of signals of voltage in trailer points of a treelike network [1]. It is necessary to define most precisely time of the beginning of transition process as the accuracy of definition of the place of damage depends on it.

Keywords: short circuits on the earth, the sensor of current and voltage, registration of transition process.

В настоящей работе рассматриваются алгоритмы определения начала переходного процесса для осциллограмм, зарегистрированных датчиками напряжения, разработанными в рамках НИОКР, финансируемой ОАО «Сетевая компания». Датчики были установлены на одной из воздушных ЛЭП 10 кВ филиала ОАО «Сетевая компания» Казанские электрические сети. Для регистрации и выделения начала переходного процесса на фоне синусоидального сигнала промышленной частоты в датчике реализован пусковой дифференциальный алгоритм [2], цифровой фильтр которого обрабатывает входные отсчеты по формуле (1):

$$Y_{i,n} = X_i - X_{(i-n)}, \quad (1)$$

где X_i и Y_i – отсчеты входных и выходных сигналов; i – номер отсчета исследуемого сигнала; n – разница

номеров отсчетов, участвующих в реализации алгоритма цифрового фильтра, $n = 100$; период дискретизации исследуемого входного сигнала составляет 1,085 мкс. Таким образом, для расчета выходного сигнала используется разница точек осциллограмм, которые разделены интервалом в 100 дискретов, или отсчетов. Пусковой алгоритм имеет уставку по амплитуде и по времени. То есть амплитуда выходного сигнала должна превысить программируемый порог срабатывания, равный 6–15 относительным единицам, после чего проверяется количество превышений порога срабатывания, который программируется от 1 до 100 отсчетов, в данном случае было установлено значение 34 отсчета. За начало переходного процесса принимается точка, для которой выполняется условие как по порогу, так и по времени срабатывания. Длительность осциллограмм составляет

0,01 с. Все датчики синхронизированы по времени с помощью GPS-приемников, для каждой осциллограммы фиксируется время окончания записи и точка, для которой выполнено пороговое условие. Для отображения осциллограмм с разных датчиков в единой шкале времени необходимо совместить их в соответствии с зафиксированным временем. Дифференциальный алгоритм цифрового фильтра датчика занимает малые ресурсы памяти и времени микроконтроллера датчика и позволяет надежно регистрировать переходный процесс, но не позволяет точно определить начало переходного процесса. Так, погрешность определения начала переходного процесса при выбранных амплитудных и временных уставках может составлять до 200 мкс. Для уточнения времени начала переходного процесса предлагается использовать модифицированный алгоритм цифрового фильтра (МЦФ), который реализуется следующими этапами:

1. Убираются «шумовые», вызванные шумами квантования АЦП, единичные выбросы анализируемой осциллограммы X_i по результатам использования «дифференциального» пускового алгоритма по формуле (1) с $n = 1$. Алгоритм сглаживания работает по условиям: если $\left(\left(|Y_i| \geq 1\right) \& \left(|Y_{(i-1)}| < 1\right)\right) \& \left(\left(|Y_i| + |Y_{(i+1)}|\right) \leq 2\right)$, то $\left(X_{(i-1)} + X_{(i+1)}\right) / 2$, иначе X_i .

2. Усредняются значения предаварийного сигнала на интервале $[i - 100; i - 50]$ отсчетов до текущего значения сигнала по формуле (2):

$$Z_i = X_i - \bar{X}_{[i-100; i-50]}, \quad (2)$$

где Z_i – отклонение отсчета осциллограммы; X_i – текущее значение отсчета; $\bar{X}_{[i-100; i-50]}$ – среднее арифметическое значение отсчетов осциллограммы на интервале $[i - 100; i - 50]$ отсчетов до текущего отсчета.

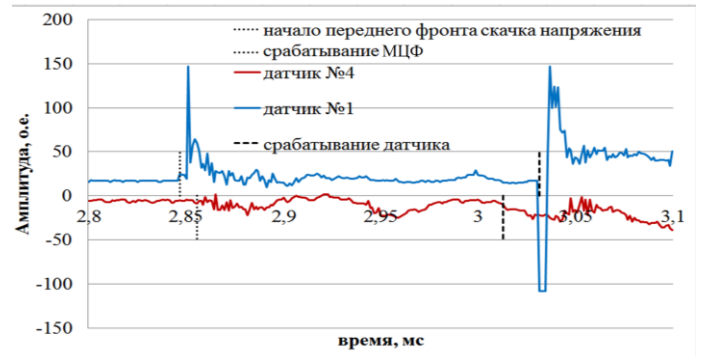
В нормальном режиме среднее значение выходного сигнала в общем случае отлично от нуля, что объясняется влиянием синусоидального изменения с промышленной частотой мгновенных амплитуд исходной осциллограммы. Для получения несмещенного относительно нуля выходного сигнала МЦФ вычитают из выходного сигнала Z_i среднюю величину $\bar{Z}_{[i-100; i]}$ на предыдущем интервале $[i - 100; i]$ отсчетов до текущего отсчета по формуле (3):

$$W_i = Z_i - \bar{Z}_{[i-100; i]}. \quad (3)$$

Вычисляется среднеквадратичное отклонение величины W_i на предыдущем интервале $[i - 100; i - 50]$ отсчетов до текущего отсчета. Полученную величину, умноженную на целое число k , используют в виде порогового значения. За минимальное значение порога

предлагается взять 1,9 о.е. Первая точка, превысившая порог, считается уточненной точкой начала переходного процесса.

На рисунке представлены осциллограммы напряжения в единой шкале времени, зарегистрированные двумя датчиками 2 июля 2015 г. в 18:21, которые синхронно сработали на скачок напряжения из-за пробоя прозодных изоляторов. Для наглядности осциллограммы датчиков сдвинуты по оси ординат. На рисунок нанесены временные метки начала переходного процесса, временные метки срабатывания пускового алгоритма, и временные метки начала переходного процесса, определенные МЦФ. На рисунке видно, что МЦФ точно определил начало переходного процесса. Данный пример является типичным для распределительных сетей, так как причиной таких колебаний могут быть не только аварийные коммутации, но и различные переключения в сетях 10 кВ и более высокого напряжения. При этом переходные процессы, вызванные нормальными коммутациями в сетях, характеризуются небольшой амплитудой свободных колебаний, поэтому зарегистрировать их сложнее, чем аварийные. Надежная регистрация таких переходных процессов и дальнейшая обработка позволит безотказно регистрировать аварийные осциллограммы и определять ОМП.



Осциллограммы, зарегистрированные датчиками в единой шкале времени с увеличенным масштабом переходного процесса

Список литературы

- [1] Пат. RU 2372 624 С1 РФ, МПК G01R 31/08. Способ определения места однофазного замыкания в разветвленной воздушной линии электропередач, способ определения места междуфазного короткого замыкания в разветвленной воздушной линии электропередач и устройство контроля тока и напряжения для их осуществления / Р.Г. Хузяшев, И.Л. Кузьмин. – Бюл. № 31, 2009.
- [2] Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л., Новиков С.И., Сидорова С.В. Алгоритмы локации сигналов тока и напряжения при однофазных замыканиях на землю в распределительных воздушных сетях // Электротехника. – 2015. – № 2. С. 41–44.

Повышение эффективности защит блоков генератор – трансформатор – линия

А.Ф. Шарифуллин
Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана
Казань, Россия
airat5555555@mail.ru

Представлены варианты выполнения релейной защиты блоков генератор – трансформатор – линия. Отдельное внимание уделено защитах генератора. Предложены варианты контроля неисправности цепей напряжения в защите от замыканий на землю в обмотке статора. Исследованы варианты выполнения защиты от перегрузки обмотки ротора и выбран оптимальный вариант. Рассмотрен один из вариантов выявления места замыкания на землю за пределами обмотки статора (на генераторной ошиновке). Предложен один из способов построения устройства резервирования отказа линейного выключателя со стороны подстанции при приёме команды телеотключения со стороны станции.

Ключевые слова: релейная защита, блок генератор – трансформатор – линия, контроль неисправности цепей напряжения, защита от замыканий на землю в обмотке статора.

Improving the efficiency of protection of the generator–transformer-line blocks

Ajrat Sharifullin
Branch of «System Operator of the United Power System» Regional Dispatch Administration of Tatarstan
Kazan, Russia
airat5555555@mail.ru

We present variations of relay protection units generator – transformer – line. Special attention is paid to the protection of generators. We present variants of voltage circuits failure monitoring in earth fault protection of stator windings. There are abstract embodiments of the overload of the rotor winding and choose the best option. We consider one of the options to identify locations of earth fault outside the stator (on generator busbars). We suggest a method of constructing the breaker failure protection on the part of substation when receiving transfer trip command.

Keywords: relay protection; power generator – transformer – line, controlling defect of voltage circuits, earth fault protection of stator windings.

1. ВВЕДЕНИЕ

Блочные схемы соединений находят широкое распространение на современных тепловых электрических станциях. Наиболее часто соединяют в один блок генератор, повышающий трансформатор и трансформатор собственных нужд. В том числе широкое распространение имеет схема соединений генератор – трансформатор – линия (ГТЛ). Блоки ГТЛ имеют широкое применение на станциях операционной зоны филиала ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан»: Набережночелнинской ТЭЦ, Нижнекамской ТЭЦ-2, Нижнекамской ТЭЦ-1. Как и в любом элементе электроэнергетической системы, в блоках ГТЛ возможны повреждения и ненормальные режимы работы. Поэтому должны предусматриваться устройства релейной защиты и автоматики на данных элементах. В данной работе исследования посвящены защитах генератора. Рассматривается защита от перегрузки обмотки ротора, а именно, вариант получения тока возбуждения. По результатам анализа описываются преимущества

и недостатки каждого метода, выявляется наиболее перспективный вариант организации защиты.

В ходе исследования было обнаружено, что отсутствие контроля неисправности цепей напряжения в защите от замыканий в статоре генератора может привести к её ложным срабатываниям. Поэтому предлагаются варианты контроля неисправности цепей напряжения, описываются алгоритмы их функционирования.

После действия защиты от замыканий на землю в генераторе было бы полезным знать, где место повреждения: в обмотке статора или на генераторной ошиновке, что могло бы значительно сократить время на поиски повреждения. В ходе исследования предлагается вариант организации органа определения места повреждения. Ввиду отсутствия выключателя на высокой стороне (ВН) трансформатора (коммутация блока производится на рядом расположенной подстанции), при действии защит блока на отключение выключателя ВН требуется специальное оборудование УПАСК (устройство передачи аварийных сигналов и команд) для передачи команд телеотключения (ТО) и телеускорения (ТУ). При

передаче команды ТО на подстанцию на отключение выключателя возможен отказ выключателя. Для ликвидации и уменьшения длительности повреждения предлагается схема устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) при приёме команды ТО со стороны станции.

II. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ОБМОТКИ СТАТОРА

В качестве защиты от замыканий на землю статора генератора, работающего в блоке ГТЛ и не имеющего гальванической связи с сетью собственных нужд или потребителей, широко применяется защита, основанная на контроле основной и третьей гармонических составляющих напряжения нулевой последовательности в нейтрали и на выводах генератора [1]. Каждое из устройств защиты состоит из максимального реле напряжения нулевой последовательности основной частоты, защищающего большую часть витков обмотки статора генератора со стороны линейных выводов (80 – 85 %), и органа третьей гармоники, охватывающего примерно 30 % витков со стороны нейтрали (в зависимости от выбранного коэффициента торможения). Рабочая цепь органа третьей гармоники включена на сумму напряжений $U_{\Delta} + U_N$, а тормозная – на напряжение U_N , где U_{Δ} и U_N – напряжение третьей гармоники на выводах и на нейтрали генератора соответственно.

Одним из недостатков данной защиты является возможность её ложной работы при отключении по любой причине автоматического выключателя трансформатора напряжения (ТН) в нейтрали генератора или обрыве цепей напряжения ТН в нейтрали генератора, вследствие снятия торможения с органа третьей гармоники. Поэтому встаёт вопрос контроля исправности цепей напряжения, подводимых к защите, и блокировки её в случае неисправности.

Для предотвращения ложного срабатывания защиты вторичные цепи однофазного ТН в нейтрали генератора и ТН на линейных выводах должны защищаться общим автоматическим выключателем для обоих ТН. Такая мера позволяет избежать ложной работы защиты при замыканиях цепей напряжения, однако неэффективна при обрывах. Кроме того, во многих проектах указанные ТН защищаются разными автоматическими выключателями. В этих условиях отстройка от неисправности цепей напряжения не обеспечивается. Для контроля исправности трансформатора в нейтрали генератора предлагается применение трансформатора с двумя вторичными обмотками. При этом каждая вторичная обмотка подключается к отдельному органу напряжения нулевой последовательности третьей гармоники. Контроль исправности реализуется с помощью логического сравнения сигналов срабатывания первого и второго органов. При этом при замыкании на землю вблизи нулевых выводов генератора срабатывают оба органа. При обрыве одной из вторичных обмоток срабатывает один из органов третьей гармоники, при этом второй не срабатывает. Таким образом, условие срабатывания одного из органов при отсутствии срабатывания другого органа может служить признаком для выявления неисправности вторичных обмоток трансформатора напряжения. К недостаткам данного способа можно отнести необходимость наличия второй обмотки трансформатора напряжения со стороны нулевых выводов, а также отсутствие контроля обрыва первичной

обмотки ТН. Также данный способ не будет работать при одновременном обрыве вторичных обмоток.

Другой способ основан на контроле изменения величины напряжения нулевой последовательности третьей гармоники на линейных выводах и со стороны нейтрали генератора (рис. 1). Согласно проведенным исследованиям, напряжения третьей гармоники нулевой последовательности на линейных выводах и со стороны нейтрали генератора при замыкании на землю в статоре генератора изменяются пропорционально, то есть имеется изменение напряжения нулевой последовательности третьей гармоники как со стороны линейных выводов, так и со стороны нейтрали. Производные напряжений будут тем больше, чем место замыкания будет ближе к линейным выводам или нейтрали генератора и меньше переходное сопротивление в месте замыкания.

В нормальном режиме в случае обрыва цепей напряжения со стороны нулевых выводов (нейтрали генератора), подводимых к защите, произойдет изменение напряжения нулевой последовательности третьей гармоники только со стороны нейтрали. При этом производная напряжения нулевой последовательности третьей гармоники будет стремиться к бесконечности, что обусловлено тем, что обрыв цепей напряжения со стороны нейтрали приведёт к скачкообразному изменению напряжения со значения напряжения нулевой последовательности третьей гармоники в нормальном режиме до нуля. Со стороны линейных выводов производная напряжения третьей гармоники равна нулю. При этом орган, реагирующий на производную напряжения, со стороны нулевых выводов сработает, а со стороны линейных выводов не сработает. Сравнивая эти два параметра, можно сделать однозначный вывод о неисправности цепей напряжения (обрыве) со стороны нейтрали и действия на блокировку защиты. Тем же самым способом можно выявить неисправность цепей напряжения со стороны линейных выводов.

Таким образом, условие срабатывания одного из органов при отсутствии срабатывания другого органа может служить признаком для выявления неисправности вторичных обмоток трансформатора напряжения. Данный способ позволит выявлять неисправность цепей напряжения также при отключении по любой причине автоматического выключателя с любой из сторон, также будет обеспечен контроль обрыва первичной обмотки ТН со стороны нейтрали. Параметр срабатывания должен быть отстроен от изменения напряжения нулевой последовательности третьей гармоники в нормальном режиме работы. Также в качестве параметра срабатывания можно взять значение производной при замыкании на нейтрали генератора через переходное сопротивление 100 (50) Ом. При этом при больших значениях переходных сопротивлений в месте замыкания или при замыканиях в других точках обмотки статора данные органы могут не срабатывать, что не изменит функционирование данных органов при неисправности цепей напряжения (при обрывах).

При обрыве цепей напряжения с одной из сторон производная будет иметь значительно большее значение, чем параметр срабатывания, в виду того, что обрыв произойдет скачкообразно, что приведет к скачкообразному изменению напряжения (от напряжения нормального режима до нуля).

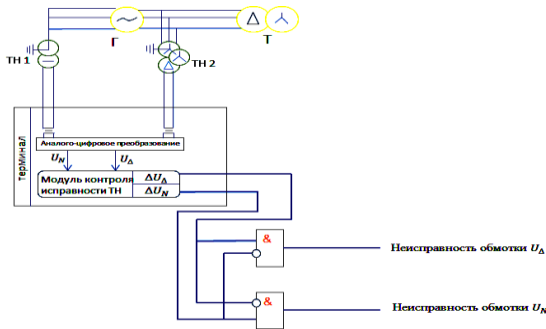


Рис. 1. Контроль неисправности цепей напряжения в защите от замыканий на землю

После срабатывания защиты от замыканий на землю на отключение генератора, гашение поля и отключение турбины было бы полезным знать, где место повреждения: в самой обмотке статора или на генераторной ошиновке, что позволило бы значительно уменьшить время на поиски повреждения. Следует отметить, что ни один из представленных в литературе способов не обеспечивает этого, что затрудняет поиск повреждения. В случае срабатывания защиты необходимо тщательно проверить изоляцию обмотки статора генератора, что увеличивает время простоя генераторного оборудования.

Одним из способов, позволяющим определить место замыкания на землю, является использование принципа контроля волновых переходных процессов, сопровождающих повреждение изоляции при ОЗЗ [2]. Данный способ был использован для селективной защиты статорных обмоток гидрогенераторов в схемах укрупненных блоков гидроэлектростанций, в которых два и более генераторов работает на общую обмотку повышающего трансформатора. В соответствии с данным принципом Энергетическим институтом им. Кржижановского была разработана импульсная защита генератора (ИЗГ), селективность действия которой основана на контроле направления распространения волн переходного процесса относительно главных выводов генератора.

Для контроля волновых явлений при замыкании на землю используются ФТНП (фильтр тока нулевой последовательности) и ФННП (фильтр напряжения нулевой последовательности) на главных выводах генератора. Только такой контроль обеспечивает однозначное определение поврежденного генератора: для данного знака напряжения волны на шинах знаки тока волны для поврежденного и неповрежденного генератора будут различны при ОЗЗ (однофазном замыкании на землю) по всей фазовой обмотке. Это определяет различные знаки мощности переходного процесса для поврежденного и неповрежденного генераторов. При этом токи, протекающие по фазам генераторов при замыкании на землю, будут определяться емкостями фаз обмотки статора, переходным сопротивлением в месте замыкания, а также волновым сопротивлением фаз указанных генераторов. В нашем случае, при работе одного генератора в блоке с трансформатором при построении органа по аналогии с ИЗГ, можно будет выявить место замыкания при его срабатывании. При этом данный орган будет срабатывать лишь при замыкании за пределами обмотки статора (на генераторной ошиновке), так как только в данном случае будет протекать ток через ФТНП. Данный орган не будет срабатывать при замыкании в обмотке статора, так как будет отсутствовать мощность для его срабатывания.

Структурная схема органа определения места замыкания на землю представлена на рис. 2 и состоит из импульсного реле направления мощности РМ.

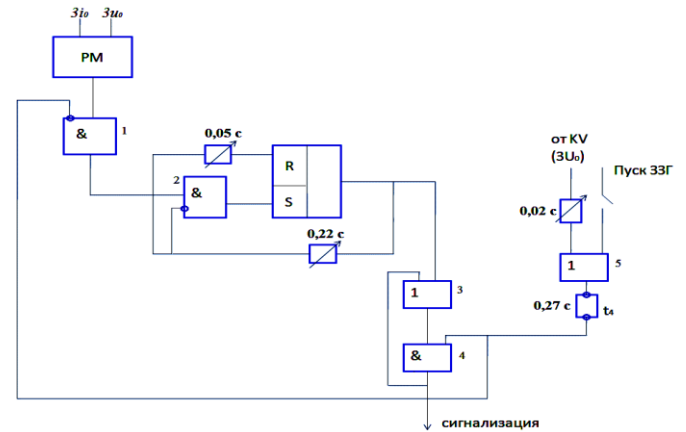


Рис. 2. Структурная схема органа определения места повреждения

Также в схеме имеется $R - S$ -триггер для запоминания срабатывания реле мощности на время $0,22 - 0,27$ с, реле напряжения KV и логическая часть, содержащая элементы И, ИЛИ, а также различные выдержки времени. Реле KW реагирует на начальный знак мгновенной мощности переходного процесса и срабатывает при замыкании на землю за пределами обмотки статора. При этом на его входы будут подаваться однополярные сигналы тока и напряжения. После его срабатывания через элементы 1 и 2 срабатывает $R - S$ -триггер, принимая устойчивое состояние на $0,27$ с, после чего возвращается в исходное состояние. Реле KV срабатывает при появлении напряжения нулевой последовательности промышленной частоты с задержкой $0,02$ с, необходимой для отстройки от возмущений, связанных с действием коммутационной аппаратуры, и разрешает действие органа определения места повреждения на элементе 4. Также имеется внешний пуск от срабатывания защиты ЗЗГ-1. На выходе элемента 5 имеется выдержка времени на возврат $0,27$ с, удерживающая сигнал от KV или ЗЗГ после снятия входного сигнала. Сработав, реле KV заблокирует сигнал от KW на элементе 1, исключив его повторные срабатывания в условиях ОЗЗ. Элемент 4 срабатывает при появлении сигналов от KW и KV и обеспечивает самоподхват при помощи элемента 3. Элемент 4 воздействует на сигнализацию, обеспечивая выявление замыкания на землю на ошиновке генераторного напряжения (за ФТНП).

III. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕГРУЗКИ ОБМОТКИ РОТОРА

По методам измерения тока возбуждения можно выделить несколько способов:

- 1) косвенно по диаграмме Потье, по которой моделируется ток ротора через ток и напряжение статора;
- 2) с помощью измерительных трансформаторов тока (ТТ) в системе возбуждения (ТТ на стороне ВН выпрямительного трансформатора);
- 3) с помощью датчиков тока в цепи обмотки возбуждения.

По первому способу защита подключается к измерительным трансформаторам тока и напряжения,

устанавливаемых на выводах генератора. Один из недостатков защиты – косвенное определение тока ротора по напряжению тока статора, что влечёт за собой определенную погрешность. При определении тока ротора не учитывается вносимая погрешность трансформаторов тока и напряжения. Поэтому характеристику срабатывания защиты приходится располагать ниже исходной, заданной паспортными данными машины, учитывая тем самым вносимую погрешность ТТ и ТН. Достоинством защиты является её простота, отсутствие необходимости использования дополнительной аппаратуры для её реализации и возможность использования как для основной, так и для резервной систем возбуждения.

Для того чтобы выбрать параметры защиты, построенной по второму принципу, необходимо рассчитать ток на стороне ВН выпрямительного трансформатора, соответствующий току, протекающему в системе возбуждения. Недостатком реализации защиты на данном принципе является невозможность её применения для резервной системы возбуждения (например, электромашиной).

Наиболее перспективным методом определения тока в системе возбуждения является метод, основанный на использовании датчиков тока в цепи обмотки возбуждения. Одним из вариантов используемых датчиков являются датчики постоянного тока, принцип работы которых основан на эффекте Холла, либо использование напряжения, снимаемого с шунта, установленного в цепи обмотки ротора. При нагреве шунт может вносить погрешность в измеряемое напряжение (ток). Для преобразования напряжения с шунта в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, пропорциональный входному напряжению, с требуемой точностью необходимо использовать дополнительные преобразователи.

Недостатками данных вариантов являются необходимость использования дополнительного источника питания для датчика (преобразователя), протяженность цепей от датчика (преобразователя) до защиты, где возможны паразитные наводки, а также необходимость устойчивости к перенапряжениям. Также возникает вопрос о месте установки данных датчиков.

Для того чтобы защита могла функционировать как на основной, так и на резервной системе возбуждения, было выбрано место непосредственно перед обмоткой возбуждения. Одним из параметров, по которым выбирается преобразователь, является устойчивость к возникающим перенапряжениям в цепи возбуждения при отключении АГП. По экспериментальным данным перенапряжения в обмотке ротора могут достигать до 2-3 кВ. Нужно также учитывать, что ток в обмотке возбуждения в режиме форсировки может достигать до двукратного номинального значения. После проведенного анализа видов преобразователей различных фирм-производителей можно сделать вывод, что наиболее предпочтительными являются преобразователи фирм «Knick» и «ЭнергоСоюз», как обеспечивающие требуемую точность и электрическую прочность изоляции. Среди производителей датчиков Холла можно выделить «ЛЕМ» и «НИИЭМ». Для правильного преобразования тока ротора в пропорциональный сигнал 4 – 20 мА на выходе необходимо датчик тока выбирать по значению тока ротора в режиме форсировки.

К недостаткам таких датчиков следует отнести то, что при монтаже или демонтаже датчика тока проводник либо необходимо разрывать, либо протаскивать через отверстие в магнитопроводе. Кроме того, у датчика нет средств для отвода тепла от катушки индуктивности и магнитопровода. Данные датчики компактны, обеспечивают малое время отклика, имеют низкое энергопотребление, обладают высокой точностью и устойчивы к перенапряжениям. В дополнение к ним не требуется установка дополнительных элементов. Поэтому их применение в целях измерения тока возбуждения является перспективным. С выхода датчика (преобразователя) ток 4 – 20 мА заводится в терминал защиты. Предпочтительным является использование защиты в шкафах защит систем возбуждения (например, ШЭ1113-910ЕТ НПП «ЭКРА»). В шкафах защит генератора данная защита может быть выведена.

IV. ВАРИАНТ ОРГАНИЗАЦИИ УРОВ СО СТОРОНЫ ПОДСТАНЦИИ ПРИ ПРИЁМЕ КОМАНДЫ ТЕЛЕОТКЛЮЧЕНИЯ

Также для повышения надёжности и уменьшения последствий аварии предлагается реализация УРОВ выключателя со стороны подстанции при приёме команд ТО со стороны станции. В настоящее время этот вопрос не решён. Сложностью реализации данного варианта является ограниченность во времени замкнутого состояния контакта выхода приёмника УПАСК при приёме команды ТО (50 – 100 мс), когда для запуска УРОВ необходимо время 500 мс. Предлагается принятую команду запоминать на R – S-триггере и контролировать протекающим током через выключатель ($I_{УРОВ}$) и контактом реле положения отключено (РПО) выключателя (рис. 3). В случае успешного отключения выключателя триггер будет сброшен ещё до срабатывания УРОВ. В случае отказа выключателя принятая команда будет зафиксирована на R – S-триггере, на выходе которого будет 1, пока не отработает УРОВ и не отключит соответствующую систему шин. Возврат схемы в исходное состояние будет обеспечено элементом $I_{УРОВ<}$, на выходе которого появится 1 при отключении системы шин и пропаже тока через выключатель.

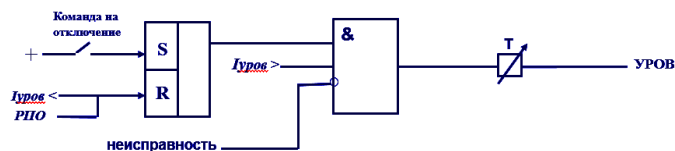


Рис. 3. Предлагаемый способ организации УРОВ при приёме команды ТО

Список литературы

- [1] Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор. – М.: Энергоиздат, 1982. – 256 с.
- [2] Попов И.Н., Лачугин В.Ф., Соколова Г.В. Релейная защита, основанная на контроле переходных процессов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 248 с.

Влияние типа электротехнической стали магнитопровода силового трансформатора на работу дифференциальной токовой защиты

М.Ю. Широкин, Ю.Н. Филиппов
ООО «Исследовательский центр “Бреслер”»
Чебоксары, Россия
mxka3103@yandex.ru; yuriy.filippov.94@mail.ru

При включении силового трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения внешнего короткого замыкания в обмотке, питающей трансформатор, возникает бросок намагничивающего тока, который, в свою очередь, может вызвать ложное срабатывание дифференциальной токовой защиты трансформатора. Средством отстройки дифференциальной токовой защиты выступает блокировка по второй гармонике. В настоящее время в трансформаторостроении получили распространение типы электротехнической стали, при определенных условиях способные вызвать срабатывание дифференциальной токовой защиты в режиме броска намагничивающего тока силового трансформатора. Методом исследования при выполнении экспериментальной части являлось математическое моделирование. В качестве инструмента моделирования применялось программное обеспечение MATLAB. Исходными данными являлись паспортные данные трансформатора, кривые намагничивания электротехнических сталей. Смоделированы режимы постановки на холостой ход силового трансформатора для различных типов электротехнической стали магнитопровода. Выданы рекомендации по значению уставок блокировки второй гармонике для различных типов электротехнической стали. Получено, что при задании уставок блокировки по второй гармонике дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо учитывать тип применяемой электротехнической стали магнитопровода. Исследования необходимо продолжать на более сложной модели, учитывающей переходные процессы измерительных трансформаторов тока.

Ключевые слова: бросок намагничивающего тока, электротехническая сталь, силовой трансформатор.

Influence of type of electrical steel magnetic cores of power transformers for differential current protection

M.Y. Shirokin, Y.N. Filippov
“Bresler Research Center”
Cheboksary, Russian Federation
mxka3103@yandex.ru; yuriy.filippov.94@mail.ru

When you turn on the power transformer under voltage or voltage is restored after the shutdown of the external short-circuit in the winding supply transformer magnetizing current occurs roll, which in turn can cause a false positive differential current transformer. Means detuning differential current protection acts by blocking the second harmonic. Currently, the transformer building a proliferation of types of electrical steel, under certain conditions, can cause tripping differential current in the magnetizing current throw mode power transformer. The method of study in the performance of the experimental part was to mathematical modeling. As a software modeling tool was used MATLAB software. The initial data were the passport data of the transformer, the magnetization curves of electrical steels. Simulated setting modes to idle power transformer for various types of electrical steel magnetic. Issued recommendations on the value of the second harmonic blocking settings for any type of electrical steel. When you set the lock on the second harmonic setting differential current transformer is necessary to consider the type of used electrical steel magnetic. Research must continue on a more complex model that takes into account transient measuring current transformers.

Keywords: throw the magnetizing current, electrical steel, power transformer.

Мощные трансформаторы являются одними из ключевых и самых дорогостоящих элементов электроэнергетической системы. Если в силовом трансформаторе возникает повреждение, то выполнить его отключение необходимо как можно быстрее с тем, чтобы минимизировать возможные повреждения. Это обусловлено тем, что затраты на ремонт силовых трансформаторов могут быть значительными. С другой стороны, незапланированный вывод из работы трансформатора может стоить сетевой компании миллионы долларов. Тем самым очень

важно обеспечить минимальное число и продолжительность ложных отключений.

Для точного измерения второй и пятой гармоник требуется один период промышленной частоты. Частоты, отличающиеся от номинальной, обуславливают погрешности измерения при оценке доли содержания гармоник в дифференциальном токе.

В современных силовых трансформаторах из-за магнитных свойств сердечника содержание второй гармо-

ники при БНТ и пятой гармоники при перевозбуждении может быть незначительным, что может привести к ложной работе защиты. Появление высших гармоник не обязательно может свидетельствовать о БНТ. Возможна блокировка защиты при тяжёлых внутренних КЗ вследствие насыщения измерительных ТТ. Пятая гармоника может появляться и при внутренних КЗ вследствие насыщения измерительных ТТ и несимметрии роторов генераторов.

Для вычисления спектра частот БНТ принято опираться на аналитическую аппроксимацию. Пусть угол α будет параметром. Тогда амплитуда n -й гармоники может быть вычислена как

$$A_N = \frac{I_m}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{n+1} \cdot \sin((n+1) \cdot \alpha) + \frac{1}{n-1} \times \right. \\ \left. \times \sin\left((n-1) \cdot \alpha - 2 \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{n}\right)\right) \cdot \sin(n \cdot \alpha) \right]. \quad (1)$$

В БНТ всегда доминирует вторая гармоника, поскольку характерно проявление большой апериодической составляющей. Однако содержание второй гармоники может составлять и менее 20 %. Минимальное содержание второй гармоники зависит в основном от значения индукции насыщения трансформатора. Чем меньше оказывается индукция насыщения трансформатора, тем больше содержание второй гармоники. Современные силовые трансформаторы, которые изготавливаются при использовании более высококачественной стали, имеют большие значения индукции насыщения. Тем самым содержание второй гармоники в БНТ оказывается относительно невысоким. Поскольку уровень второй гармоники является основным критерием, по которому производится отстройка дифференциальных защит от БНТ, при реализации защиты современных трансформаторов возникают определенные трудности.

Также известно, что, когда амплитуда БНТ достигает больших значений, характерно меньшее содержание второй гармоники в нем.

Расчёты БНТ выполняются с обязательным учётом нелинейности кривой намагничивания трансформатора. Исследования показали, что допустимую погрешность для целей релейной защиты обеспечивает применение аппроксимации в виде ломаной из трёх прямолинейных участков от ψ_{s1} до ψ_{s2} и двух наклонных (спрямлённая характеристика намагничивания – СХН). Реальная

характеристика трансформатора с магнитопроводом из высококачественной стали заметно отличается от аппроксимации только в области перегиба – примерно от 0,95 до 1,03 ψ_s .

Относительные базовые значения БНТ при использовании этой аппроксимации определяются тремя параметрами трансформатора:

- относительным потокоцеплением насыщения

$$\psi_{s*} = \psi_s / \psi_{номм} = \omega \cdot \psi_s / U_{номм}; \quad (2)$$

- наибольшим относительным значением остаточной индукции после отключения ненагруженного трансформатора от сети

$$B_{r*} = B_r / B_{номм} = \psi_{r*}; \quad (3)$$

- индуктивностью обмотки насыщенного трансформатора

$$L_{B*} = \omega \cdot L_B \cdot S_{ном} / U_{номм}^2 = x_{B*}. \quad (4)$$

Значение $\psi_{s*} = B_{s*}$ зависит от типа стали и конструкции магнитопровода. Для трансформаторов из горячекатаной стали и магнитопроводов с отверстиями для стяжных шпилек можно принять

$$B_{s*} = B_s / B_{номм} = 1,93/1,4 = 1,38, \quad (5)$$

для современных трансформаторов из холоднокатаной стали

$$B_{s*} = 2,0/1,65 = 1,21.$$

Список литературы

- [1] Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1998.
- [2] Файзуллова Б.Г. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
- [3] Петров Г.Н. Электрические машины. Трансформаторы. – М.: Энергия, 1985.
- [4] Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
- [5] Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

Модель силового трансформатора как составная часть алгоритма защиты от витковых замыканий

М.Ю. Широкин, А.А. Белянин
ООО «Исследовательский центр “Бреслер”»
Чебоксары, Россия
shirokin_mu@ic-bresler.ru

Современные микропроцессорные защиты силового трансформатора выполняются на традиционных принципах, не используя в полной мере потенциал, заложенный в самой микропроцессорной технике, например возможность учета модели защищаемого объекта. В работе исследуется применение локальных компонент для построения защиты силового трансформатора, позволяющие верифицировать нормальный режим работы на основе поведения модели неповрежденного трансформатора.

Ключевые слова: релейная защита, витковое замыкание, силовой трансформатор.

Power transformer model as a part of algorithm of winding fault protection

Maxim Shirokin, Andrey Belyanin
Research Centre “Brelser” Ltd
Cheboksary, Russia
shirokin_mu@ic-brelser.ru

Modern microprocessor relay protection devices of power transformer use traditional principles, without using the full potential of microprocessor technique, for example, accounting model of protected equipment. The implementation of local component for design protection of power transformer, which allows verifying the normal mode using behavior of transformer model without fault is under research.

Keywords: relay protection, winding fault, local component, power transformer.

I. ИСТОРИЯ ВОПРОСА

Как было показано в [1], витковые короткие замыкания в обмотках силовых трансформаторов представляют серьёзную опасность с точки зрения термической стойкости проводника. Особенности токораспределения при указанном виде повреждения таковы, что при малой доле замкнувшихся витков дифференциальная токовая защита оказывается нечувствительной. Задача ликвидации подобных повреждений в таких случаях возлагается на газовую защиту, время срабатывания которой ввиду физических процессов, происходящих внутри бака трансформатора, может достигать значения 150 – 200 мс [2]. Стоит отметить, что ранее предпринимались попытки построения защит от витковых замыканий в обмотках силового трансформатора посредством установки специальных датчиков непосредственно в магнитоприводе силового трансформатора [1], однако подобные решения не нашли широкого применения в промышленности и задача осталась неразрешенной для релейной защиты и автоматики (РЗА), выполненной на электро-механической и микроэлектронной элементной базе.

II. ПРЕДПОСЫЛКИ

Со времени появления на мировом рынке первых серийных устройств РЗА прошло более 30 лет [3]. На начальном этапе внедрения микропроцессорных устройств РЗА их главными преимуществами считались: компактность, а именно возможность выполнения нескольких функций в одном устройстве, и наличие цифрового осциллографа. С одной стороны, микропроцессорная РЗА должна была быть не хуже предшествующих элементных баз, с другой стороны, она должна была обеспечивать корректную совместную работу с ними. По мере становления к микропроцессорной РЗА стали предъявляться требования по повышению быстродействия и чувствительности, что привело к усложнению принципов реализации. На сегодняшний день на рынке представлены серийные устройства РЗА, в которых используются приложения теории нейронных сетей, теории вейвлетов, волновые принципы. Что касается современной дифференциальной токовой защиты (ДТЗ) трансформатора, то стоит отметить, что некоторые устройства РЗА способны

учитывать положение устройства регулирования напряжения (РПН), снижая тем самым ток небаланса в нагрузочном режиме и позволяя использовать более чувствительные уставки.

Вопрос о привлечении модели защищаемого объекта к построению его защиты остается открытым. Необходимо упомянуть о том, что в ряде случаев предусматривается защита от тепловой перегрузки силового трансформатора, которая содержит тепловую модель силового трансформатора, позволяющую рассчитать значения температуры обмоток рассматриваемого трансформатора в зависимости от нагрузочного режима, температуры масла, окружающего воздуха и работы системы охлаждения.

III. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ПРИНЦИП

В представленной работе предлагается принцип построения релейной защиты силового трансформатора от витковых замыканий в обмотках, основанный на использовании модели защищаемого объекта.

Принцип реализации:

- доступны для наблюдения все токи ($\underline{I}_{наб.л}$) и напряжения ($\underline{U}_{наб.л}$) со всех сторон защищаемого трансформатора;
- измеряемые напряжения ($\underline{U}_{наб.л}$) подаются на модель неповрежденного силового трансформатора;
- согласно теореме компенсации определяются токи модели ($\hat{\underline{I}}_{мод}$);
- формируется вектор разности, который назовем вектором локальных компонент:

$$\underline{I}_{лок} = \underline{I}_{наб.л} - \hat{\underline{I}}_{мод}.$$

Следует указать основные допущения рассматриваемой модели:

- отсутствует учет нелинейности магнитной цепи силового трансформатора;
- модель выполнена для установившегося режима, поэтому использует ортогональные составляющие токов и напряжений промышленной частоты;
- блокировки при броске намагничивающего тока и при перевозбуждении трансформатора выполняются отдельными функциональными блоками, которые в данной работе не рассматриваются.

IV. ИЛЛЮСТРАЦИЯ ПРИНЦИПА

В качестве примера, демонстрирующего результаты реализации предлагаемого принципа, рассмотрена имитационная модель энергосистемы, включающая в себя систему, трансформатор и нагрузку. Параметры модели представлены в таблице.

ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛИ

Элемент	Значение
Система	$E_s = 115/\sqrt{3}$ кВ, $x_c = 4$ Ом
Трансформатор	ТДН-40000/110
Нагрузка	$S_{нр} = 40$ МВА, $\varphi_{нр} = 30^\circ$

Витковые замыкания через переходное сопротивление $R_f = 0,01$ Ом производились в обмотке высшего напряжения (ВН) силового трансформатора при изменении числа замкнувшихся витков (x_f).

На рис. 1 приведена схема замещения однофазного двухобмоточного трансформатора. Расчетная схема виткового замыкания в обмотке ВН представлена на рис. 2. Параметры $L_a, L_b, R_a, R_b, M_{ab}, M_{a2}, M_{b2}$ рассчитаны исходя из $L_1, L_2, R_1, R_2, M_{12}$ на основе методики, предложенной в [4].

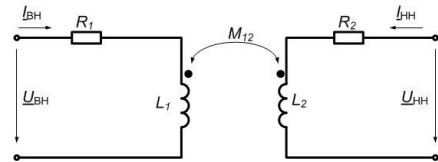


Рис. 1. Схема замещения однофазного двухобмоточного трансформатора

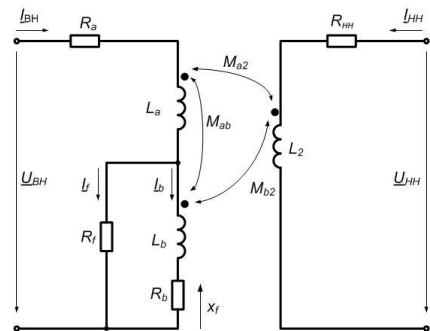


Рис. 2. Модель виткового КЗ в обмотке ВН

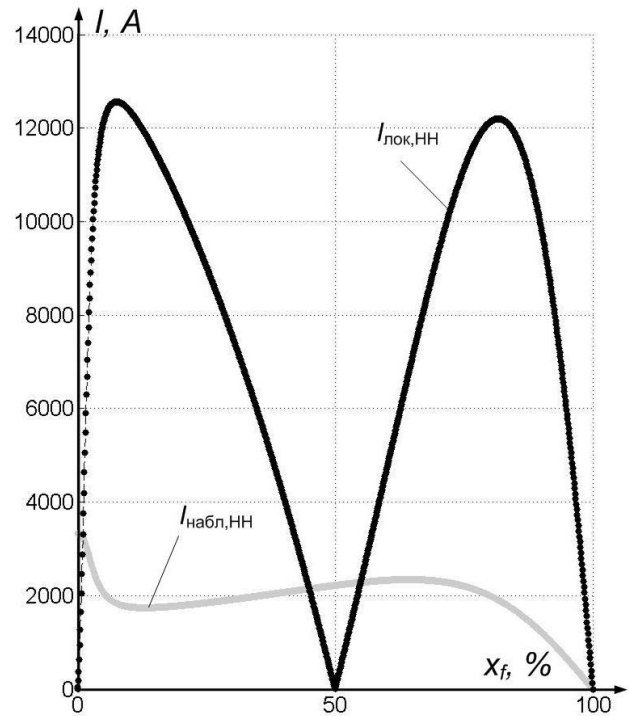
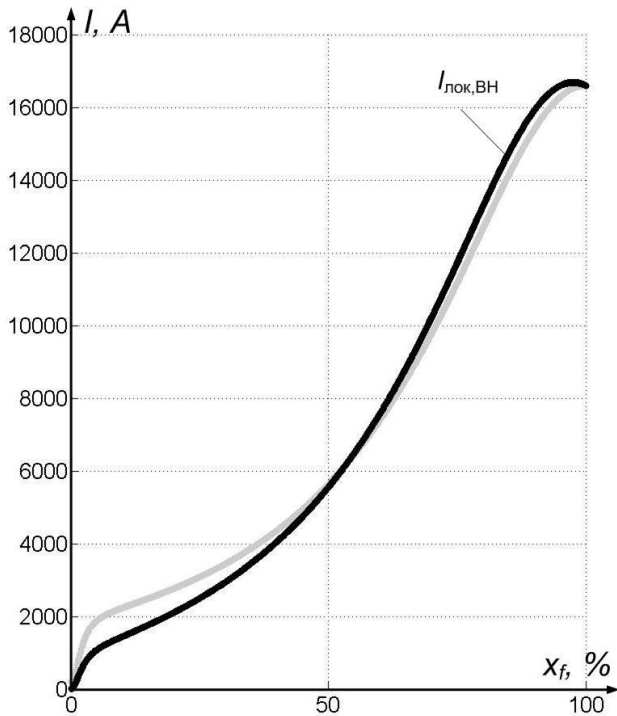


Рис. 3. Годограф токов $I_{\text{набл}}$, $I_{\text{лок}}$ в зависимости от доли замкнувшихся витков

При рассмотрении модели однофазной системы из рис. 3 видно, что на стороне НН локальный ток $I_{\text{локНН}}$ резко отличается от наблюдаемого, причем на годографе $I_{\text{наблНН}}$ в зависимости от x_f присутствуют три характерные точки, в которых значение $I_{\text{локНН}}$ равно 0:

- $x_f = 0 \%$, что соответствует отсутствию повреждения;
- $x_f \approx 50 \%$, трансформируемые на сторону НН токи от неповрежденной и поврежденной частей обмотки ВН компенсируют друг друга;
- $x_f = 100 \%$, что соответствует повреждению на вводах ВН, поэтому ток на сторону НН не трансформируется.

Исходя из анализа схемы двухобмоточного трансформатора, приведенной на рис. 2, ток в поврежденной части обмотки (I_b) определяется следующим выражением:

$$I_b = \frac{(R_f - j\omega M_{ab})I_{\text{ВН}} - j\omega M_{b2}I_{\text{НН}}}{R_b + R_f + j\omega L_b}.$$

На рис. 4 представлены зависимости действующих значений тока на выводах обмотки ВН ($I_{\text{ВН}}$) и тока в поврежденной части обмотки ВН (I_b) в зависимости от количества замкнувшихся витков (x_f), из которых видно, что при числе замкнувшихся витков до 10 % действующее значение тока в поврежденной части обмотки значительно превышает действующее значение тока на выводах обмотки ВН.

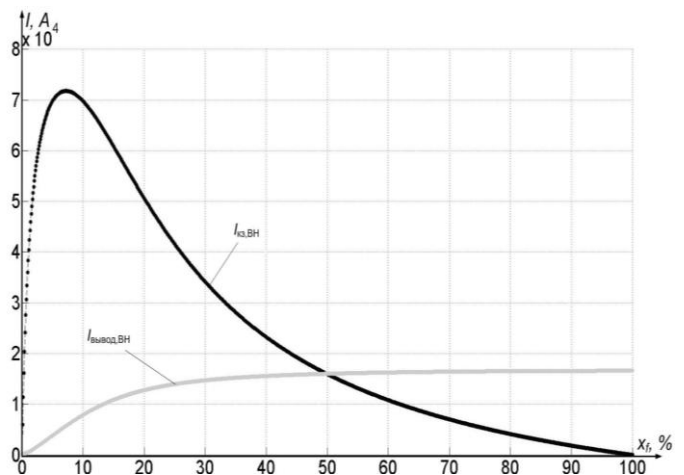


Рис. 4. Действующие значения токов на выводе обмотки ВН ($I_{\text{выводВН}}$) и в поврежденной части обмотки ($I_{\text{кзВН}}$) в зависимости от числа замкнувшихся витков

В общем случае максимальное действующее значение тока в поврежденной части обмотки зависит от ряда факторов, прежде всего, от параметров электроэнергетической системы и переходного сопротивления. Таким образом, короткие замыкания с малым числом замкнувшихся витков до 10 % представляют значительную опасность для поврежденной части обмотки с точки зрения термической стойкости проводника. Несвоевременная ликвидация рассмотренного повреждения может привести к тяжелым последствиям, таким как пожар и разрушение трансформатора

Из анализа рис. 5 следует, что наибольший интерес представляет фаза В стороны НН из-за особенности группы соединения обмоток силового трансформатора Y0/D-11.

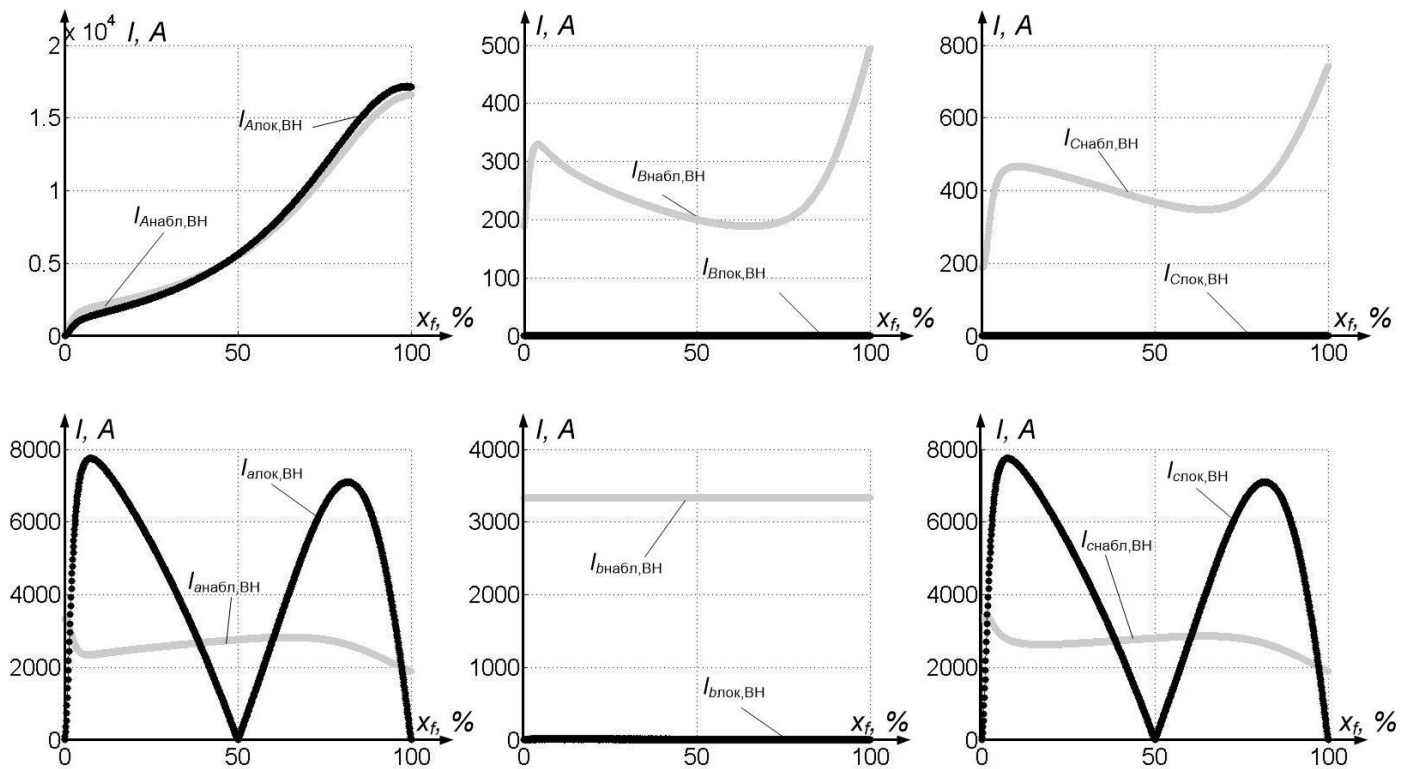


Рис. 5. Годограф токов $I_{\text{набл}}$, $I_{\text{лок}}$ фаз А, В, С обмоток ВН и НН в зависимости от числа замкнувшихся витков для трансформатора Y/D-11

V. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Микропроцессорная элементная база способна реализовать принцип защиты с использованием модели силового трансформатора.

Привлечение модели силового трансформатора позволяет сконструировать особый вид защиты от витковых замыканий.

Учет особенностей токораспределения измеряемых токов позволяет сделать предположение о возможности определения поврежденной обмотки силового трансформатора, что способствует сокращению времени на ремонтные работы.

Целью дальнейших исследований являются быстрое действие, устойчивость принципа к аномальным режимам работы силового трансформатора.

Список литературы

- [1] Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
- [2] Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. – М: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
- [3] Walter Schossig. The first digital Protection Relas // PAC World. – 2014. – Issue March. – pp. 70–76.
- [4] Bastard P., Bertrand P., Meunier M. Transformer model for winding fault studies // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1994. – Vol. 9(2). – pp. 690–699.

САПР Eplan в производстве микропроцессорных шкафов РЗА подстанционного оборудования ООО «НПП «ЭКРА»»

Д.Г. Шоглев
ООО «НПП «ЭКРА»»
Чебоксары, Россия
shoglev_dg@ekra.ru

В данной статье описано применение САПР Eplan в изготовлении наукоемких микропроцессорных шкафов РЗА подстанционного оборудования ООО «НПП «ЭКРА»». САПР Eplan, глубоко внедренный в производственный процесс, позволил сократить временные затраты во всех производственных секторах и развить функционал автоматизированного создания производственной документации.

Ключевые слова: электротехнический САПР, Eplan, шкаф РЗА.

Use of CAD EPLAN in production of microprocessor protective relaying cubicles for substation ft EKRA Company

Dmitry Shoglev
Ekra, Ltd
Cheboksary, Russian Federation
shoglev_dg@ekra.ru

Electrical CAE software increases the efficiency of production as a whole. The article describes using CAE software Eplan for the manufacture of microprocessor substation protective relaying cubicles EKRA. Introduction of CAE software Eplan in the production process reduced the production time and facilitated the creation of automated documenting procedure.

Keywords: electrical CAE, Eplan, protective relaying cubicle.

I. ВВЕДЕНИЕ

Современные потребности отрасли и жесткая конкуренция на российском рынке микропроцессорных устройств релейной защиты (МП РЗА) диктуют необходимость сокращения сроков изготовления оборудования без ухудшения как его качества, так и качества технической документации. С этой целью для дальнейшего увеличения объемов серийного производства в ООО «НПП «ЭКРА»» внедрен электротехнический САПР Eplan.

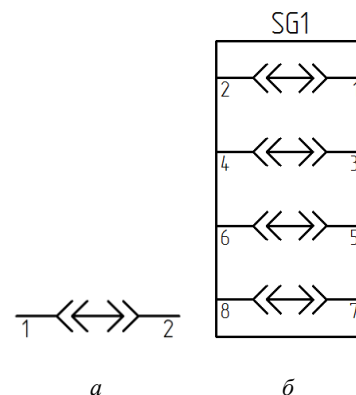
II. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА

В системе Eplan основой для проектирования шкафа являются библиотеки и макросы (комбинации) символов. Каждый новый символ в библиотеке описывается во всех вариантах его отображения на электрических схемах [1].

Для примера на рисунке представлен один из вариантов символа однополюсного соединения испытательного блока шкафа. Сборка таких символов формирует схему испытательного блока (например, FAME 6/4+1), который сохраняется в виде макроса. Проектировщик, устанавливая в электрическую схему испытательный блок, видит его в сборе (рисунок).

БД (база данных) изделий содержит полную информацию о каждом устройстве: информацию о его полном наименовании (для формирования перечня элементов), условном

графическом изображении в виде макроса (для электрической схемы), габаритных размерах (для размещения в шкафу), 3D-макросе (для трехмерного моделирования шкафа) и других технических характеристиках.



Вариант символа разъёмного однополюсного соединения (а) и макрос испытательного блока FAME 6/4+1 (б)

Каждый аппарат, отображенный на электрической схеме, имеет ряд свойств, которые в обязательном порядке заполняются проектировщиком и используются при формировании различного рода автоматизированных отчетов. Например, если у аппарата заполнено свойство «текст гравировки», то наименование данного аппарата через

настроенный фильтр попадет в автоматически генерируемый отчет «Шильдики аппаратов», который в последствии используется для изготовления маркировочных шильдиков аппаратов в шкафу.

САПР Eplan является гибкой платформой, позволяющей расширять функционал с помощью скриптов и Add-In. Скрипты себя представляет программу, автоматизирующую задачи, которые пользователь выполнял бы вручную, используя интерфейс программы.

Add-In – это встраиваемое в программу дополнение, которое позволяет решать задачи любой сложности, как простейшие (проставка подписей на чертежах), так и более сложные (интеграция с учетной ERP системой). С использованием созданных Add-In возможностей в состав проекта Eplan выгружаются из ERP-системы все исходные данные о заказе шкафа. К таким данным относятся: заводской номер шкафа, тип шкафа, наименование объекта, технические характеристики шкафа, тип конструктива.

По окончании разработки электрической принципиальной схемы шкафа стандартными средствами программы выполняется ее проверка на наличие ошибок и генерация клеммного ряда, перечня элементов по предварительно созданным шаблонам. Перечень элементов (спецификация) шкафа автоматически выгружается в учетную ERP-систему, формируя потребность в складских запасах комплектующих.

III. КОНСТРУКТОРСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Работа инженера-конструктора в системе Eplan начинается с создания нового проекта на базе готового, который содержит все виды отчетов и трехмерной модели шкафа нужного габарита и типа. Восстановив электрическую схему и импортировав все данные конструируемого шкафа из ERP-системы, конструктор создает трехмерную модель шкафа.

Сборочные чертежи металлоконструкции шкафа создаются стандартными средствами Eplan путем настройки отображения обзоров видов трехмерной модели. Спецификация на шкаф формируется автоматически на базе шаблона.

С помощью Add-In производится выгрузка в ERP-систему полного состава шкафа, включающего в себя разузлованную металлоконструкцию, файлы пробивок дверей и плит (формат .dxf). Затем с помощью скрипта конструктор маршрутизирует и оптимизирует проводные соединения между аппаратами в соответствии с принципиальной схемой. По окончании моделирования шкафа автоматически создаются два вида отчетов: таблица соединений и схема соединений (монтажная схема). Комплект документации передается на участок сборочного производства.

IV. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ШКАФА

Заказ на изготовление шкафов, поступивший в металл-сборочное производство через ERP-систему, проверяется конструктором, который передает программисту автоматизированного пробивочного станка необходимые файлы пробивки. После изготовления и комплектования всех необходимых деталей слесарь на основе сформированных системой Eplan сборочных чертежей и спецификации (в бумажном виде) собирает конструктив шкафа. Монтажник, также на основании сборочных чертежей и спецификации, выполняет установку необходимых аппаратов в шкаф и маркирует их заранее подготовленными шильдиками. На заключительном этапе изготовления выполняется последовательный монтаж аппаратов в соответствии с его монтажной схемой.

V. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ПРОВЕРКА МОНТАЖА

Одним из результатов работы системы САПР Eplan является файл информации о монтажных соединениях внутри шкафа, который автоматически генерируется на этапе работы инженера-конструктора. Этот файл используется для автоматизированной проверки монтажа шкафа с применением специализированной установки.

Для выполнения проверки установка с использованием специальных жгутов подключается к клеммам шкафа и разъемам микропроцессорного терминала. Управляющая часть установки с использованием файла соединений выполняет автоматизированную проверку фактического наличия соответствующих соединений и отсутствия неправильного монтажа.

На этапе приемо-сдаточных испытаний автоматизация проверки монтажа исключает возможность повреждений при высоковольтных испытаниях (по причине неправильного монтажа) и существенно сокращает время проверки функциональных возможностей, касающиеся особенностей выполнения защит шкафа.

VI. ВЫВОД

САПР Eplan позволил оптимизировать процесс проектирования и конструирования, развить функционал автоматизированного создания производственной документации. Усовершенствованный при помощи САПР технологический процесс производства выпускаемых шкафов РЗА позволил сократить временные затраты во всех производственных секторах на 15 – 40 %.

Список литературы

- [1] Гишель Б. EPLAN Electric P8. Практическое руководство пользователя. Перевод и адаптация под русскую версию EPLAN Electric P8 – 2009. – 502 с.

Исследование частотных свойств первичных высоковольтных преобразователей напряжения, предназначенных для современных микропроцессорных устройств релейной защиты и измерений

А.А. Яблоков, Н.В. Лебедева

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина»
Иваново, Россия
natalialeb37@mail.ru

В настоящее время активно ведутся разработки по созданию нетрадиционных измерительных преобразователей тока и напряжения. Исследования показывают, что достаточно перспективным является применение маломощных делителей напряжения. Причиной этого служит то, что с применением микропроцессорной элементной базы в обработке и передаче информации отпала необходимость производить мощные измерительные преобразователи. Однако такие конструкции могут быть подвержены влиянию внешних и внутренних электромагнитных воздействий, что снижает точность измерений и влияет на частотные свойства самого преобразователя.

Исследование частотных характеристики выполнялось для низкочастотного резистивного делителя напряжения кл. 110 кВ. Испытательное напряжение, изменяемое в заданном частотном диапазоне, формировалось с помощью комплекса Omicron CMC 356 и повышалось с помощью дополнительного трансформатора. Записанные на цифровой осциллограф сигналы обрабатывались с помощью специально разработанной программы в программном комплексе MATLAB. В результате экспериментальных исследований построены частотные зависимости, выявлены закономерности при вариации параметров измерительных преобразователей на основе резистивных делителей напряжения, построены имитационные модели резистивных делителей и упрощенные схемы замещения, отражающие доминирующие явления. Предложены методы компенсации частотных погрешностей.

Полученные закономерности поведения в частотной области измерительных преобразователей напряжения на основе резистивных делителей позволили разработать методы компенсации погрешностей измерительных преобразователей напряжения. После выполненных мероприятий по компенсации погрешностей и частотных зависимостей исследуемых измерительных преобразователей могут быть использованы для измерения напряжений в электроэнергетике. Благодаря скомпенсированным частотным характеристикам измерительные преобразователи позволяют использовать измеренные значения напряжений в алгоритмах релейной защиты, работающих на высших гармониках.

Ключевые слова: измерительные трансформаторы напряжения, делители напряжения, частотные зависимости, обработка сигналов, погрешность, компенсация угловой погрешности.

Investigation of the frequency properties of the high-voltage primary voltage converters are designed for modern microprocessor devices of relay protection and measurements

Andrew Yablokov, Natalia Lebedeva
Ivanovo State Power Engineering University
Ivanovo, Russian Federation
natalialeb37@mail.ru

Nowadays creating of unconventional measuring transducers of voltage and current is being developed. Studies show that application of low-power voltage dividers is quite promising. The reason for this is that with the usage of microprocessor element base in the processing and transmission of information doesn't needs to produce powerful transmitters. However, such designs may be susceptible to internal and external electromagnetic influences, which reduces measuring accuracy and affects the properties of the frequency converter.

The study was carried out for the frequency characteristics Low-resistive voltage divider cells. 110 kV. Testing voltage variable in a given frequency band, it is formed by a complex of Omicron CMC 356 and increased by an additional transformer. Digital oscilloscope signals were recorded and processed using a specially-designed program in Matlab software complex. As a result of experimental studies were built frequency characteristics, revealed patterns by varying the parameters of the transducers on the basis of resistive voltage dividers, were built simulations of resistive dividers and simplified equivalent circuit reflecting the dominant phenomenon. The methods of compensation of frequency error were offered.

The pattern of behavior in the frequency dependence of voltage transducers based on resistive dividers made possible the developing of the methods of error compensation of voltage converters. After the implementation of measures for compensating of the errors and the frequency dependencies, investigated transducers can be used to measure voltages in the power, frequency characteristics. Compensated transmitters allow the usage of the measured values of the stresses in the relay protection algorithms, running at the higher harmonics.

Keywords: measuring transformer voltage, voltage dividers, frequency dependence, signal processing, error compensation of angular errors.

Перспективным направлением развития электрических подстанций является создание и применение нетрадиционных измерительных преобразователей тока и напряжения. Применение микропроцессорной элементной базы в обработке и передаче информации на электрических подстанциях открывает возможность использования маломощных делителей напряжения [1 – 3]. При разработке измерительных преобразователей напряжения необходимо решить проблемы, связанные с эксплуатацией традиционных электромагнитных трансформаторов напряжения.

1. При работе электромагнитных трансформаторов напряжения могут возникать феррорезонансные явления, приводящие не только к повреждению самого трансформатора, но и к развитию серьезных аварий [4 – 6].

2. Электромагнитные трансформаторы напряжения имеют узкий частотный диапазон (до 3-5 кГц [7]), что накладывает некоторое ограничение на развитие алгоритмов определения мест повреждений, алгоритмов релейной защиты, выполненной на волновых принципах, векторных измерений.

3. Электромагнитные трансформаторы напряжения (рис. 1) и емкостные делители напряжения (рис. 2) имеют неравномерные амплитудно-частотные и фазочастотные характеристики, препятствующие достоверному определению процентного содержания высших гармоник в кривой первичного напряжения, что необходимо для анализа качества электроэнергии.

4. Электромагнитные трансформаторы напряжения не преобразуют постоянное напряжение, что не позволяет их применять на внедряемых в настоящее время высоковольтных линиях электропередачи постоянного тока (HVDC), которые являются более экономичными при передаче электроэнергии на большие расстояния, позволяют транспортировать электроэнергию между несинхронизированными энергосистемами переменного тока, а также помогают увеличить надёжность работы, предотвращая каскадные сбои из-за рассинхронизации фазы между отдельными частями крупной энергосистемы.

5. Электромагнитные трансформаторы тока и напряжения, наполненные маслом или элегазом, являются пожаро- и взрывоопасными. Так, в 2005 г. на ПС 500 кВ «Чагино» произошло возгорание трансформаторов тока, в результате чего отключена подача электроэнергии в нескольких районах Москвы, Подмосковья, Тульской, Калужской и Рязанской областях, выполнена аварийная остановка Московского нефтеперерабатывающего завода. Ущерб оценен в 5,4 млрд руб. [8].

В работе рассматривается применение нетрадиционных трансформаторов напряжения на основе резистивных делителей в твердотельной изоляции, позволяющих измерять постоянное напряжение, решить проблемы феррорезонансных явлений и являющихся взрыво- и пожаробезопасными. Однако такие трансформаторы могут быть подвержены влиянию внешних и внутренних электромагнитных воздействий, что снижает точность измерений и влияет на частотные свойства самого преобразователя.

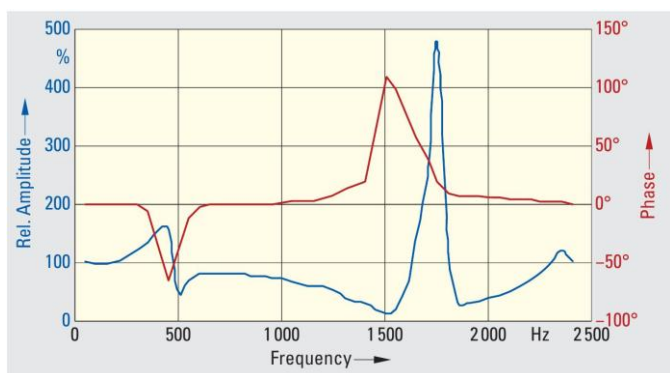


Рис. 1. Амплитудно-частотная и фазочастотная характеристики электромагнитного трансформатора напряжения [9]

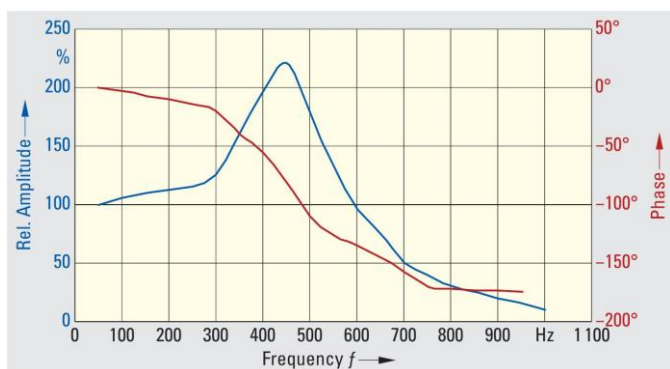


Рис. 2. Амплитудно-частотная и фазочастотная характеристики емкостного делителя напряжения [9]

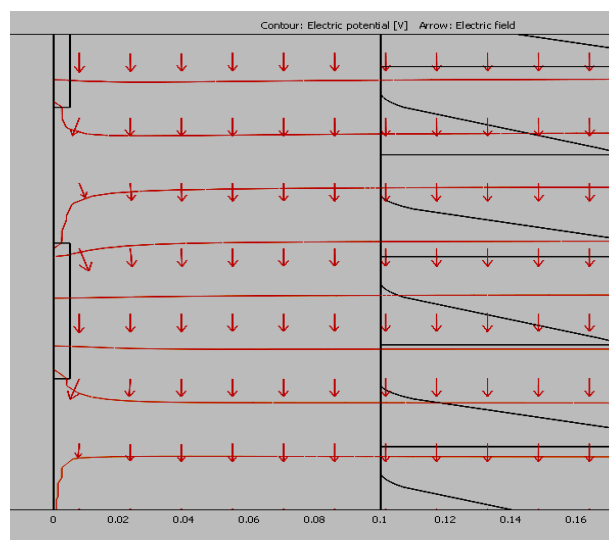


Рис. 3. Распределение электрического поля и токов смещения в теле изолятора (стрелками показаны токи электрического смещения, а линиями являются эквипотенциали)

При создании резистивного делителя напряжения необходимо правильно выбрать число резисторов, величины их сопротивлений, а также их расположение, что влияет на распределение электрического поля в конструкции. Переменное электрическое поле (рис. 3) создаёт

в диэлектрике ёмкостные токи (токи электрического смещения), влияющие на метрологические свойства делителя (его погрешности) и оказывающие значительное влияние на его частотную характеристику.

Основной задачей работы являлось исследование частотных характеристик первичных преобразователей на основе резистивных делителей напряжения и разработка методов расширения их частотного диапазона.

Для проведения экспериментальных исследований были разработаны и изготовлены экспериментальные образцы первичных преобразователей на основе низкоёмкостных резистивных делителей напряжения класса напряжения 110 кВ в твердотельной изоляции (рис. 4). Экспериментальные исследования и созданных резистивных делителей были выполнены при помощи экспериментальной установки, показанной на рис. 5.

Испытательное напряжение, изменяемое в заданном частотном диапазоне, формировалось с помощью аппаратно-программного комплекса OMICRON CMC 356 и повышалось с помощью дополнительного трансформатора. Цифровой осциллограф предназначен для исследования (наблюдения, записи, измерения) амплитудных и временных параметров электрических сигналов, подаваемых на входы от прецизионного исследуемого делителей напряжения. Обработка записанных осциллограмм производилась с помощью специально разработанной программы в программном комплексе MATLAB.



Рис. 4. Экспериментальный образец резистивного делителя напряжения

В ходе исследований были получены частотные характеристики у некомпенсированных делителей напряжения, представленные на рис. 6 и 7.

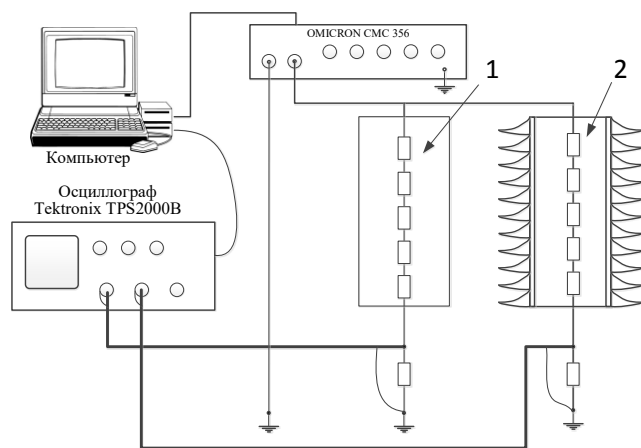


Рис. 5. Исследуемая схема: 1 – прецизионный компенсированный делитель; 2 – исследуемый делитель

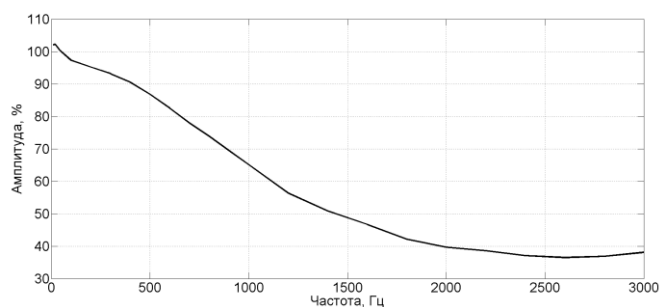


Рис. 6. Амплитудно-частотная характеристика некомпенсированного экспериментального образца

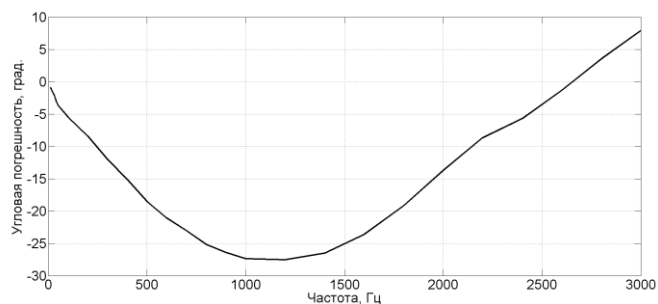


Рис. 7. Фазочастотная характеристика некомпенсированного экспериментального образца

Обнаруженные закономерности поведения в частотной области измерительных преобразователей напряжения на основе резистивных делителей позволили разработать методы компенсации их погрешностей. После выполнения разработанных мероприятий по компенсации погрешностей и частотных зависимостей резистивные делители напряжения могут быть использованы для совместной работы с устройствами релейной защиты, работающей как на традиционных, так и на волновых принципах.

Частотные характеристики компенсированного экспериментального образца резистивного делителя напряжения будут рассмотрены в докладе на конференции.

Список литературы

- [1] Lebedev V.D., Yablokov A.A. Research of the metrological characteristics and voltage transformer with open core antiresonance properties // *Applied Mechanics and Materials*. – Trans Tech Publications, Switzerland, 2015. – № 698. – pp. 160 – 167.
- [2] Lebedev V.D., Yablokov A.A. Analysing the thermal state of voltage transformer based on resistive voltage divider // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (MSE)*. – IOP Publishing, 2015. – № 93. – pp. 1 – 6.
- [3] Яблоков А.А. Разработка и исследование первичного преобразователя напряжения измерительного трансформатора для цифровой подстанции 110 – 220 кВ: дис. ... канд. техн. наук. Иваново, 2016. – 237 с.
- [4] Алексеев В.Г. Условия феррорезонанса с трансформаторами напряжения в сети 220 кВ / В.Г. Алексеев, С.А. Евдокимов // *Электрические станции*. – 1994. – № 10. – С. 54 – 57.
- [5] Кадомская К.П. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Основные характеристики и электромагнитные процессы: монография / К.П. Кадомская, О.И. Лаптев, Ю.А. Лавров. – Новосибирск: НГТУ, 2008. – 343 с.
- [6] Resonance and Ferroresonance in Power Networks // *Brochure of Working Group C4.307*. – 2014. – 170 p.
- [7] Лачугин В.Ф. Релейная защита объектов электроэнергетических систем, основанная на использовании волновых методов: дис. ... д-ра техн. наук. М., 2015. – 437 с.
- [8] Авария в энергосистеме Москвы 25 мая 2005 года. Досье. Режим доступа: <http://tass.ru/info/1992764>.
- [9] Kunde K., Daumling H., Huth R., Schlierf H.-W., Schmid J. Frequency Response of Instrument Transformers in the kHz range // *Heft*. – 2012. – № 6. pp. 1 – 4.

Содержание

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

<i>Бартоломей П.И., Ерохин П.М., Куликов Ю.А.</i> Пути преодоления кризиса в системе подготовки инженерных кадров для электроэнергетики России	18
<i>Егоров А.О., Кокшарова Е.Ю., Гофман А.В., Чеклецова С.П., Шарыпанов П.О.</i> Информационный сервис параметров профильной кафедры вуза	22
<i>Коваленко П.Ю., Осинцев К.А.</i> Перспективы формирования глобального энергетического объединения	28
<i>Мишуллин Р.Г., Борцовский А.И., Горюшин Ю.А., Касимов В.А., Халилов Р.Г., Яруллин М.Р.</i> Исследования, разработка и внедрение оперативного многоканального локационного мониторинга гололедно-изморозевых отложений и повреждений на проводах воздушных линий электропередачи в целях энергосбережения и предупреждения аварий	34

1. ОСНОВНОЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

<i>Богомолова Т.В., Лазарев И.Б.</i> Расчет кольцевого диффузора за последней ступенью мощной паровой турбины в пакете Fluent	39
<i>Вольман М.А.</i> Математическое моделирование процессов, связанных с отравлением ядерного реактора ксеноном	43
<i>Ганеев А.Т., Мингалева Г.Р.</i> Экологические показатели работы Уфимской ТЭЦ-2 при сжигании мазута	45
<i>Гафуров А.М.</i> Повышение энергоэффективности тепловых электрических станций за счет утилизации тепловых отходов	49
<i>Гольдштейн М.Е., Егоров И.С.</i> Раздельное регулирование напряжения и реактивной мощности в схемах выдачи мощности электростанций с энергоблоками «синхронный генератор – ОРПМ»	53
<i>Легкоступова В.В.</i> Методика расчета двухфазного потока в СПП для АЭС с реакторами РБМК	57
<i>Лясина Ю.С., Рига И.Л., Султанов М.М.</i> Необходимость применения натуральных энергетических испытаний	61
<i>Менделеев Д.И., Галицкий Ю.Я.</i> Использование автоматизированных расчетов и программного обеспечения как способ повышения маневренности установок ТЭС	64
<i>Минко А.Н.</i> Графическая модель проектирования эффективной системы охлаждения крупных электрических машин (турбогенераторов)	66
<i>Пряткина В.С.</i> Разработка установки струйно-вихревой газификации низкорекционных твердых топлив на ТЭС	70

2. ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ

<i>Аверьянова К.С., Безменова Н.В.</i> Применение металлических экранов для обеспечения электромагнитной совместимости в КРУ 6(10) кВ	73
<i>Агапов В.А., Копылов Д.А., Митрофанов С.В.</i> Проблемы применения линий электропередач постоянного тока	75
<i>Агеева Л.А.</i> Заземлители опор ВЛ в грунтах с высоким сопротивлением	79
<i>Андреев А.Ю., Инаходова Л.М., Казанцев А.А.</i> Компьютерное моделирование динамических режимов работы силового трансформатора новой конструкции	83
<i>Андреев А.Ю., Инаходова Л.М., Казанцев А.А.</i> Технический анализ силового трансформатора с азотной подушкой	85
<i>Бабичев А.С., Малахов А.А.</i> Вынос потенциала в сеть напряжением до 1 кВ при замыканиях на землю в сети напряжением выше 1 кВ	87
<i>Балобанов Р.Н., Заринов Д.К., Насибуллин Р.А.</i> Устройство оптической индикации дефекта высоковольтной изолирующей конструкции	91
<i>Бикчурин Р.Р., Биалов Ф.Ф., Валиуллин Р.Р.</i> Диагностика как средство оптимизации эксплуатационных затрат и повышения эффективности ремонтов энергетического оборудования	95
<i>Валиев И.И., Дмитриева О.С.</i> Увеличение производительности системы охлаждения трансформаторов в жаркий период	97
<i>Валиуллина Д.М., Енюшин В.Н., Половодов М.Ю.</i> Диагностика состояния энергетического оборудования и дефектов строительных ограждающих конструкций тепловизионным методом	99
<i>Валянский А.В., Карташев И.И., Шаров Ю.В.</i> Методика оценки показателей надежности электроснабжения в условиях ухудшенного качества электрической энергии	103
<i>Воронин А.А., Лаптев Н.А., Юдина А.А.</i> Моделирование переходных процессов на контактах коммутационного аппарата	107
<i>Ганиев А.А.</i> Экспериментальное исследование феррорезонансных процессов в синтетических схемах	109
<i>Герасимов Н.В., Полищук В.И.</i> Совершенствование экспертных систем диагностики технического состояния электромеханических преобразователей энергии при управлении развитием дефектов	113
<i>Евдаков А.Е., Мартынов В.А.</i> Применение пакета MatLab для расчета динамических режимов трехфазного трехстержневого трансформатора	117
<i>Евдокунин Г.А., Петров Н.Н.</i> Разработка расчетной модели для моделирования наведенного напряжения на линиях электропередач от близких ударов молний	121
<i>Епифанов А.М., Жилкина Ю.В.</i> Организация сервисного обслуживания в электроэнергетике	125
<i>Завгороднев Ю.В., Лаврентьев В.А., Абдувалиев А.Ф.</i> Актуализация (пересмотр) строительных норм и правил 3.05.06-85 «Электротехнические устройства»	129
<i>Залесова О.В.</i> Теоретическое исследование значений наведенных напряжений на отключенных линиях электропередачи, вызванных влиянием контактной сети железной дороги переменного тока	131
<i>Заринова А.Д., Заринов Д.К.</i> Методика выявления дефектов оборудования для тепловизионной системы онлайн-мониторинга электрической подстанции	135
<i>Ибрагим А.Х., Логачева А.Г., Вафин Ш.И.</i> Применение программного комплекса ЕТАР для анализа распределительных сетей 6–10 кВ	139

<i>Ивонин В.В.</i> Моделирование искровых процессов в грунтах вокруг сосредоточенных заземлителей	143
<i>Игнатьев Н.И., Турнаев М.А.</i> Направления развития метода электромагнитного контроля высоковольтного электротехнического оборудования	147
<i>Касьянов С.Е., Шескин Е.Б., Вессарт В.В.</i> Проблемы коммутации компенсированных кабельных линий высокого напряжения на примере КЛ 330 кВ Южная – Пулковская. Аperiodические составляющие токов элегазовых выключателей	151
<i>Каталевич О.А.</i> Применение композитных опор в сетях 0,4–10 кВ. Техно-экономический анализ	155
<i>Козлов В.К., Загустина И.Д.</i> Определение влагосодержания трансформаторного масла	159
<i>Комухов А.А., Кустикова М.С., Мартыросян А.А., Москвин И.А.</i> Применение управляемого устройства продольной компенсации с целью повышения выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС	161
<i>Кондрашова Ю.Н., Николаев А.А., Леднов Р.А., Карандаева О.И.</i> Система мониторинга технического состояния и регистрации аварийных событий силового трансформатора энергоблока ТЭЦ	165
<i>Коржов А.В., Самарин В.О., Коржова М.Е.</i> Экспериментальная оценка распределения электромагнитного поля вблизи кабельных линий 6(10) кВ с учетом режимов работы распределительной сети	169
<i>Королюк Ю.Ф., Тимофеева А.В.</i> Разработка конструкции высоковольтных линий электропередачи с повышенной пропускной способностью	173
<i>Котов О.М., Сандаков Я.В.</i> Специальные модели в расчетах структурной надежности электрических сетей	175
<i>Лукьянов В.И., Русаков Е.А.</i> Передача больших мощностей на дальние расстояния переменным и постоянным током	179
<i>Маркова Н.О.</i> Проблема возникновения аperiodической составляющей тока при использовании элегазовых выключателей на линиях с шунтирующими реакторами	182
<i>Мильх В.С.</i> Моделирование схем с высшими гармониками в среде MATLAB	186
<i>Назаров А.А.</i> К вопросу о повышении качества планирования ремонтов электросетевыми организациями	188
<i>Низамиев М.Ф., Низамиева Н.С.</i> Контроль технического состояния электротехнического оборудования с использованием измерительно-диагностического комплекса	190
<i>Пантелеева К.С., Гарифуллин М.Ш.</i> Анализ перспектив развития материалов для твердой изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов	194
<i>Пивоваров А.Е., Сальникова В.М., Даишков В.М.</i> Анализ применения оптических измерительных трансформаторов тока	196
<i>Проничев А.В., Кривихин И.Н., Шишков Е.М., Гольдштейн В.Г.</i> Определение оптимальной конфигурации расщепленной фазы для самокомпенсированных разомкнутых линий электропередачи	198
<i>Ризванова Г.И., Туранов А.Н.</i> Изучение возможности использования хлорида кобальта (II) для определения влагосодержания трансформаторных масел	202
<i>Садохина М.А., Садохин А.И., Герасимов Д.О., Сулов К.В.</i> Преимущества и недостатки электрических сетей 20 кВ	206
<i>Сергей И.И., Баран А.Г., Шпаковский А.А., Климович И.П.</i> Разработка и применение компьютерной программы для оценки электродинамической стойкости шинных конструкций с жесткой ошиновкой при произвольном расположении шин и изоляторов	210
<i>Соснина Е.Н., Асабин А.А., Волгунов А.Д., Бедретдинов Р.Ш.</i> Разработка твердотельного регулятора напряжения и мощности для сетей 6–20 кВ	214
<i>Титов Д.Е., Меринова Е.А., Горбунцова М.А.</i> Разработка системы безаппаратного мониторинга гололедной обстановки сетевого района МИГ 2.0	218
<i>Федотов А.И., Ахметшин А.Р., Алиакберова Л.Ф., Гиниятуллина К.Р.</i> Повышение эффективности эксплуатации распределительных электрических сетей 0,4-35 кВ	220
<i>Федотов А.И., Ваганов Г.В., Абдуллин Л.И.</i> Определение признаков однофазного замыкания на землю	222
<i>Федченко Т.П.</i> Исследование эффективности гасящих катушек производства Ritz для предотвращения феррорезонанса	225
<i>Фоменко Н.А., Мурзин А.Ю., Словесный С.А.</i> Исследование электрического поля воздушной линии электропередачи высокого напряжения	229
<i>Фролов А.Л., Гольдштейн В.Г.</i> Физические процессы в самокомпенсирующихся линиях электропередачи, использующих стандартные конструкции проводов и опор	231
<i>Хальясмаа А.И., Дмитриев С.А., Кокорин Е.Л.</i> Интегральная оценка технического состояния электросетевого оборудования на основе методов искусственного интеллекта	234
<i>Хальясмаа А.И., Дмитриев С.А., Сандаков Я.В.</i> Программы ремонтов электросетевого оборудования на основе оценки его технического состояния и анализа структурной надежности	238
<i>Хлопова А.В.</i> Исследование режимных параметров при повреждениях воздушных линий напряжением 6–10 кВ	242
<i>Хоютанов А.М., Васильев П.Ф., Давыдов Г.И., Нестеров А.С.</i> Анализ методов и средств повышения пропускной способности сверхдальних транспортных систем переменного тока	246
<i>Чebрякова Ю.С.</i> Разработка мехатронного модуля дистанционной сканирующей диагностики для высоковольтного оборудования	250
<i>Чebрякова Ю.С., Подачников А.В.</i> Исследование возможности дистанционного мониторинга концентрации растворенных газов в масле главной изоляции силовых трансформаторов	254
<i>Швец Е.С., Донец Т.А., Курьянов В.Н.</i> Исследование эффективности практического применения инновационных проводов для воздушных линий электропередач 110 кВ	258
<i>Шутович А.Ю., Качесов В.Е.</i> Локация дефектов в линейной изоляции воздушных линий по двум измерениям с помощью летательных аппаратов	262
<i>Шутович А.Ю., Качесов В.Е.</i> Локация мест повреждения линейной изоляции воздушных линий электропередачи на основе распознавания образов переходного процесса	266
<i>Эстраих Я.С.</i> Сравнительный анализ методов молниезащиты	270
<i>Юсупов Д.Т.</i> Особенности разработки мобильной установки для очистки жидкой и твердой изоляции силового трансформатора	274

3. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Абакумов С.А., Гаязов С.Е., Марюшко Е.А., Саввин Д.Н. Программно-вычислительный комплекс для расчета токов короткого замыкания и выбора уставок РЗА – «АРУ РЗА»	277
Аль-Хомиди М.С., Добрягина О.А., Шадрикова Т.Ю., Шуин В.А. О подходе к оценке чувствительности цифровых токовых защит нулевой последовательности от однофазных замыканий на землю в сетях среднего напряжения с изолированной нейтралью	281
Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Сулайманов А.О., Гусев А.С. Исследование влияния переходных процессов в электроэнергетических системах на функционирование дифференциальной защиты трансформатора, основанной на времени импульсного принципе	285
Аскаргов А.Б., Рубан Н.Ю. Исследование возможностей программного комплекса PSCAD для адекватного моделирования автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов	289
Атншикин А.Б., Широкин М.Ю. Моделирование витковых замыканий в обмотках силового трансформатора	293
Балукова Е.А., Ведерников А.С., Скрипачев М.О., Вахромов А.С. Прецизионный датчик для измерения малых токов в схемах контроля изоляции на землю цепей постоянного оперативного тока	295
Белянин А.А. Определение мест двойных замыканий на землю методом локализации	299
Ведерников А.С., Скрипачев М.О., Балукова Е.А. Измерение сопротивления изоляции на землю в цепях постоянного оперативного тока электрических станций и подстанций	303
Воронов П.И. Алгоритм определения места повреждения линии электропередачи при двухстороннем наблюдении без использования модели повреждения	307
Гидев Б.М., Аришневский Я.Л. Требования к устройствам автоматической частотной разгрузки на уровне 0,4 кВ	309
Гилмханов А.М., Трофимович И.О., Назарова Л.В. Ограничение токов короткого замыкания применением токоограничивающих реакторов 110 кВ в Башкирской энергосистеме, решение задач определения места повреждения на ВЛ 110 кВ с токоограничивающими реакторами	313
Головнев Г.Р., Григорян Э.Р., Гура Д.Н., Корольков А.Л. Опыт эксплуатации АСУ ТП на примере ПС 330 кВ Машук и ПС 330 кВ Ставрополь. Предложения по его совершенствованию	317
Григорян Э.Р., Головнев Г.Р., Гура Д.Н., Корольков А.Л. Создание программ автоматической проверки на ПЭВМ микропроцессорных устройств релейной защиты. Преимущества от внедрения	321
Гура Д.Н., Корольков А.Л. Оценка точности работы приборов ОМП с использованием метода натуральных испытаний на ЛЭП 220–330 кВ	325
Данеев В.В., Шаньгин И.А. Исследование способа селекции коротких замыканий	329
Егоров Е.П. Измерительный орган контроля исправности вторичных цепей трансформатора тока	333
Заикина Н.С., Куликов А.Л. Совершенствование быстродействующих измерительных органов интеллектуальных электронных устройств электроэнергетических систем	337
Иванов А.В., Кошельков И.А., Гура Д.Н. Создание актуальных моделей энергосистем с применением комплексов моделирования реального времени. Цели и задачи моделирования	341
Исаков В.С. Совершенствование дистанционных защит воздушных линий электропередачи, оборудованных управляемыми шунтирующими реакторами	345
Киреев П.С., Насай И.В., Пилипенко А.В. Программа просмотра осциллограмм с модулем визуализации работы измерительных органов	347
Козлов А.И. Аппаратные решения терминалов релейной защиты на базе стандартизированных элементов промышленной электроники	351
Колесников А.А. Разработка основных решений по построению систем РЗ в распределительных сетях постоянного тока	356
Корытов А.В. Разработка микропроцессорного прибора ОМП на основе методики определения места замыкания на землю по токам и напряжениям нулевой последовательности	360
Кошельков И.А., Егоров Е.П., Иванов А.В. Задачи моделирования при проведении функциональных испытаний микропроцессорных устройств РЗА	364
Куликов А.Л., Обалин М.Д., Широков В.И. Развитие способов адаптации ОМП ЛЭП по параметрам аварийного режима	366
Купчинов А.Д., Овечкин А.В., Смотров Н.Н. Снижающее действие фильтров зарядных устройств и ионисторов на выбросы напряжения в системах оперативного постоянного тока	368
Лизунов И.Н., Мисбахов Р.Ш., Хузияхметова Э.А. Математическая модель и численное исследование модели сети среднего напряжения 10 кВ и системы автоматизации на основе стандарта МЭК 61850	372
Лизунов И.Н., Фунт А.Н. Пассивная оптическая сеть сбора и передачи информации на объектах электроэнергетики	374
Марутов А.И. Хронолог событий сложных аварийных отключений ВЛ 110–500 кВ	377
Матвеев И.В. Ускорение ступенчатых защит линий 110–220 кВ без использования каналов связи	381
Метелёв И.С., Исаков Р.Г. Повышение эффективности функционирования релейной защиты линии передач, оснащенной СТАТКОМом	385
Мигунов С.Д. Применение решетчатых схем в методе симметричных составляющих	389
Низамова Р.Р., Исаков Р.Г. Исследование функционирования дистанционной защиты линий электропередач с устройством продольной компенсации	391
Николаев А.А., Онисова О.А. Исследование и моделирование блокировки релейной защиты распределительной сети при качаниях	395
Николаева О.О., Климова Т.Г. Оценка качества функционирования АРВ синхронного генератора с использованием синхронизированных векторных измерений	397
Онисова О.А., Шивиров А.В. Применение дистанционных защит в сетях с многосторонним питанием	401
Просвиряков П.Д. Особенности функциональной логики АПВ в терминалах различных производителей. Выбор уставок АПВ для терминалов с нетиповой логикой	405

Романов Ю.В., Емельянов А.В., Нестерин А.А. Автоматизированный способ контроля изоляции цепей возбуждения синхронного генератора	407
Тойдеряков Н.А., Кошельков И.А. Создание и применение модели дифференциальной токовой защиты шин с использованием цифрового комплекса моделирования реального времени	411
Умаров А.Б., Григорян Э.Р., Гура Д.Н., Корольков А.Л. Необходимость модернизации оперативно-информационного комплекса СК-2007 для расширения возможностей анализа причин аварии в диспетчерском центре	415
Федотов А.Ю., Кошельков И.А. Анализ моделей измерительных трансформаторов тока и их параметров в программно-аппаратном комплексе RTDS	419
Харенко О.С., Королев М.В., Королев С.В. Особенности выбора уставок токовой защиты нулевой последовательности в сетях 110 кВ и выше сложной конфигурации	423
Харитонов К.В., Понамарев Е.А., Шевцов В.М. Моделирование повреждений и ненормальных режимов работы силового трансформатора на программно-аппаратном комплексе реального времени RTDS	429
Хузьяшев Р.Г., Кузьмин И.Л., Новиков С.И. Анализ алгоритмов определения начала переходного процесса при коммутационных процессах в линиях электропередач	431
Шарифуллин А.Ф. Повышение эффективности защит блоков генератор – трансформатор – линия	433
Широкин М.Ю., Филиппов Ю.Н. Влияние типа электротехнической стали магнитопровода силового трансформатора на работу дифференциальной токовой защиты	437
Широкин М.Ю., Белянин А.А. Модель силового трансформатора как составная часть алгоритма защиты от витковых замыканий	439
Шоглев Д.Г. САПР Erlan в производстве микропроцессорных шкафов РЗА подстанционного оборудования ООО «НПП “ЭКРА”»	443
Яблоков А.А., Лебедева Н.В. Исследование частотных свойств первичных высоковольтных преобразователей напряжения, предназначенных для современных микропроцессорных устройств релейной защиты и измерений	445

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2016

Материалы VII Международной молодежной
научно-технической конференции
19 – 23 сентября 2016 года
Том 1

Редактор редакционно-издательского отдела Н.А. Мустакимова
Компьютерная верстка и дизайн обложки Ю.Ф. Мухаметшина

Подписано в печать 01.09.2016. Формат 60x84/8.
Печать плоская. Усл. печ. л. 52,89. Уч.-изд. л. 56,87.
Тираж 50 экз. Заказ № 5008
ФГБОУ ВО «Казанский государственный
энергетический университет»,
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51
Типография ООО «Астория и К»
420015, г. Казань, ул. Жуковского, 28а, подъезд № 5



ISBN 978-5-89873-460-2



9 785898 173460 2