



### С.1.3-1. Сравнительный анализ надежности архитектурных решений систем релейной защиты с цифровыми вторичными цепями

Дорофеев Иван Николаевич  
Лаборатория интеллектуальных сетей и систем  
Россия  
[i.dorofeyev@lysis.su](mailto:i.dorofeyev@lysis.su)

#### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Централизованная система защиты и управления, Надежность, Цифровая подстанция, Техническое (не)совершенство РЗА, Критерий надежность/стоимость, Оптимальная архитектура.

#### 1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время общество стоит на пороге очередной технической революции средств автоматизации энергообъектов. Это результат стремительного взрывного развития вычислительных средств и цифровых коммуникационных технологий, которые проникают во все, без исключения, сферы человеческой деятельности. Применение современных IT технологий для автоматизации энергообъектов несет немало положительных аспектов позволяющих существенно улучшить технико-экономические характеристики систем защиты и управления, вплоть до полной замены отдельных физических устройств их программными аналогами в виртуальном пространстве. Однако, как и любое новшество, особенно революционного характера, данный подход порождает множество сомнений и ставит перед техническим сообществом немало новых задач. Одним из таких ключевых вопросов, вызывающих определенное количество дискуссий, является проблема сопоставления показателей надежности систем РЗА выполненных на основе различных философий. Однако, в настоящий момент, сложилась ситуация, когда невозможно рассуждать о надежности той или иной системы защиты техническим языком ввиду того, что отсутствуют общепринятые и закреплённые документально:

1. Номенклатура показателей надежности(ПН) систем РЗА и ее обоснование.
2. Методы расчета ПН систем РЗА и их компонентов.
3. Нормативные количественные значения показателей надежности.
4. Единые верифицированные источники исходных данных для расчета.
5. Методы сравнения результатов расчета ПН с нормативными значениями и друг с другом.

При таком положении дел, все рассуждения на тему «большей или меньшей надежности», не подкреплённые соответствующим расчетом являются квазинаучными, оперирующими на уровне «ощущений» материями.

Комплексы защиты и управления, построенные на базе прогрессивных цифровых технологий, имеют обширный потенциал в части оптимизации архитектуры и, в результате, существенной экономии средств при создании. Наиболее очевидным путем такой оптимизации является централизация функций в рамках одного мощного вычислителя с одновременным применением покомпонентного резервирования на всех уровнях системы.

Устоявшаяся на текущий момент практика создания систем защиты, которая нашла свое отражение в [1], предполагает полную независимость защиты одной единицы силового

оборудования от другой и полную независимость основного комплекта защит от резервного, что, в терминах теории надежности соответствует резервированию на уровне системы.

Таким образом, целью исследования, результаты которого изложены в настоящем докладе, является определение и сравнительный анализ показателей надежности (ПН) двух систем РЗА построенных с использованием цифровой шины процесса — «централизованной», полученной в результате оптимизационного синтеза системы по критерию надежность/стоимость и «децентрализованной», архитектурно повторяющая традиционную систему, и полученной экстраполяцией сложившейся практики построения систем РЗА на цифровые вторичные цепи. Особое внимание в данном исследовании уделяется влиянию концентрации функций РЗА на показатели надежности системы.

Также следует отметить факт, что, по мнению неоднократно высказанному представителями эксплуатирующих организаций и Системного оператора, текущий уровень надежности систем защиты установленных в энергосистеме является удовлетворительным. Поэтому видится правильным определение ПН системы РЗА традиционной архитектуры и принятие их в качестве нормативных для данной работы.

## 2. ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ

Согласно [2], для системы РЗА, как для обслуживаемого изделия конкретного назначения непрерывного и длительного применения определяемым комплексным показателем надежности является коэффициент готовности. Однако, учитывая тот факт, что коэффициент готовности системы РЗА различен для разных типов повреждений в энергосистеме (что будет показано далее), в качестве интегрального показателя использовалась интенсивность отказов, что есть произведение интенсивности требований функционирования на коэффициент готовности. Использование интенсивности отказов также позволяет определить интегральную характеристику надежности для группы объектов.

## 3. ОБЪЕКТ АНАЛИЗА

В качестве объекта анализа была выбрана система РЗА ВЛ 110 кВ. Для оценки влияния централизации была рассмотрен комплекс защит для 5 одинаковых ЛЭП.

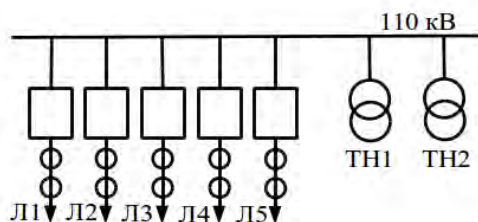


Рисунок 1 Схема РУ 110 кВ.

Рассматриваемая защита ВЛ 110 кВ включает в себя функции:

- Продольной дифференциальной защиты линии (ДЗЛ), предназначенной для отключения всех видов КЗ.
- Токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП), предназначенной для отключения КЗ на землю.
- Дистанционной защиты (ДЗ), предназначенной для отключения

междуфазных КЗ.

Функции ТЗНП и ДЗ являются резервирующими по отношению к ДЗЛ, при этом:

- При однофазном замыкании на землю (К1) ДЗЛ резервируется ТЗНП.
- При двухфазном (К2) и трехфазном (К3) замыканиях ДЗЛ резервируется ДЗ.
- При двухфазном замыкании на землю ДЗЛ резервируется, как ДЗ так и ТЗНП.

Также, вследствие свойства селективности системы защиты разных ВЛ независимы в смысле

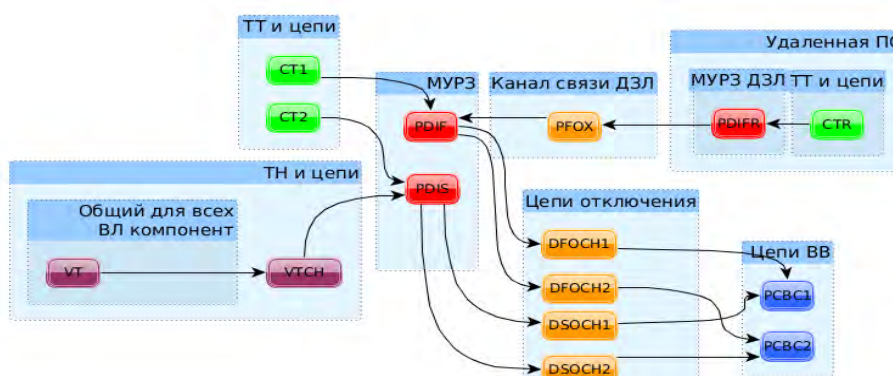


Рисунок 2: Граф информационного взаимодействия элементов РЗА ВЛ традиционного исполнения.

функционирования и могут быть проанализированы отдельно с последующим обобщением результатов на комплекс защит в целом. Структурно системы РЗА

можно рассматривать как совокупность двух подсистем — подсистемы информационного взаимодействия, отражающая пути обмена информацией и подсистемы питания технических средств.

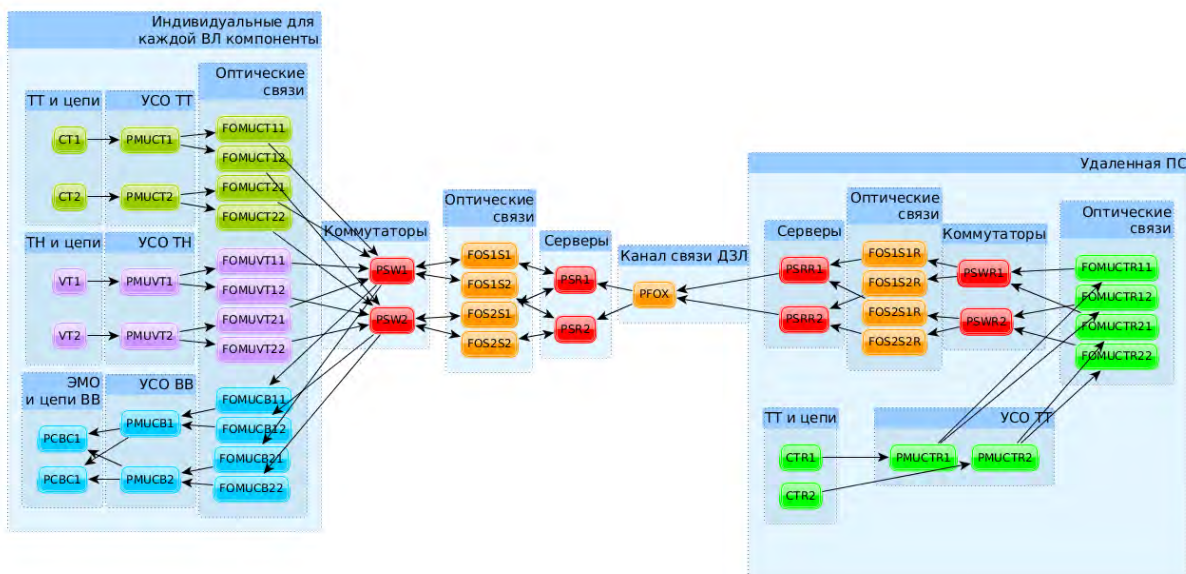


Рисунок 3: Граф информационного взаимодействия элементов РЗА ВЛ централизованного цифрового исполнения.

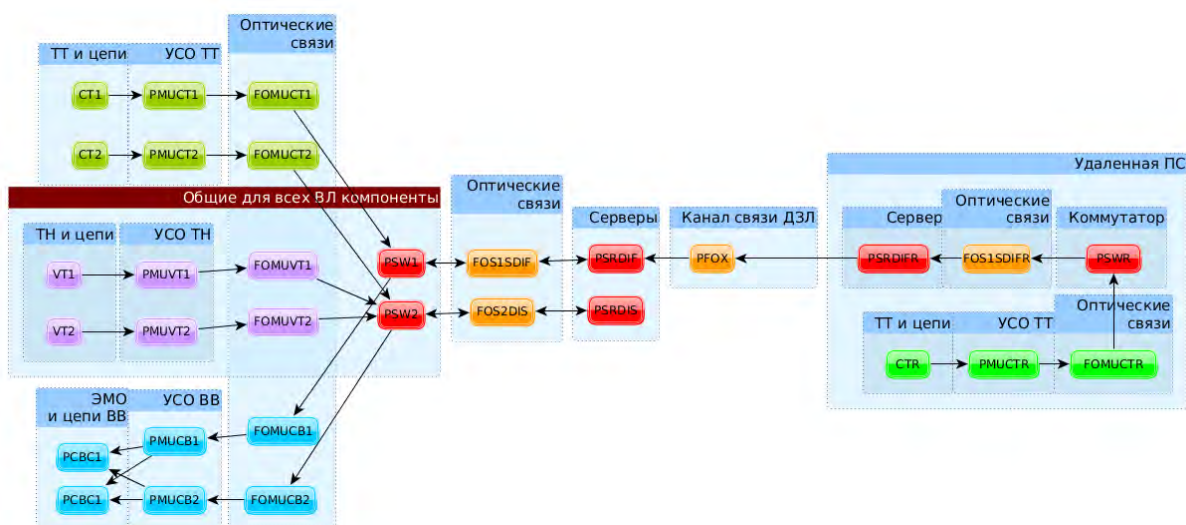


Рисунок 4: Граф информационного взаимодействия элементов РЗА ВЛ централизованного цифрового исполнения.

Графы системы питания составляются аналогичным способом. Результаты расчета по ним подставляются в граф информационного взаимодействия для всех элементов требующих питания.

#### 4. ДОПУЩЕНИЯ ПРИНЯТЫЕ ПРИ РАСЧЕТЕ.

Все вероятности случайных величин используемые в расчете считаются распределенными по экспоненциальному закону.

Для удобства и сокращения объема вычислений в моделях в качестве искомой величины определяется средняя готовность за исследуемый интервал времени. Потеря точности при этом незначительна (<1%). Средняя готовность определяется на основе мгновенной по формуле:

$$\bar{A} = \int_{t=0}^T A(t) dt / T$$

Все элементы системы РЗА являются восстанавливаемыми по схеме «как новый». Среднее время восстановления принимаем 48 ч.

Рассматриваемый временной интервал между комплексными периодическими проверками — 26280 ч (3 года).





обнаружена.

Состояния 7, 8, 9, 10, 11 соответствуют неисправностям по пп. 2, 3, 4, 5, 6 с обнаруженными дефектами. Т.к. токовые цепи КСЗ не имеют диагностики то обнаружение дефекта в период между двумя проверками возможно только в результате отказа системы.

В качестве примера определения интенсивностей переходов вычислим  $w_{12}$ . Пропадание тока только одной фазы при условии изначальной полной исправности системы произойдет в случае:

- Неисправности фазы ТТ — интенсивность потока таких событий равна  $w_{CT} = 1.82 \cdot 10^{-6}$  1/ч.
- Неисправности фазного кабеля  $w_{PHCAB} = 5.975 \cdot 10^{-9}$  1/ч на метр длины.
- Неисправности одной из клемм в цепи фазы тока  $w_{CL} = 2.283 \cdot 10^{-8}$  1/ч.
- Неисправности одного из соединительных проводов в цепи фазы тока  $w_{WIR} = 2.39 \cdot 10^{-8}$  1/ч на метр длины.

Учитывая, что в систему входят 3 ТТ имеем  $w_{12} = 3(w_{CT} + 7w_{CL} + 4w_{WIR} + w_{PHCAB}) = 7.33758 \cdot 10^{-6}$  1/ч.

В результате решения системы дифференциальных уравнений и с учетом поиска средней величины получаем средние вероятности нахождения системы в вышеприведенных состояниях.

	Выражение для А	А	Примечание
K1	$P1+2/3(P2+P7)+1/3(P3+P8)$	0.958082	
K11	$P1+(P2+P7)+2/3(P3+P8)$	0.98386	Для ТЗНП, при отключении ДЗ K11 = K2
K2	$P1+(P2+P7)+2/3(P3+P8)+(P5+P10)+(P6+P11)$	0.987107	
K3	$P1+(P2+P7)+(P3+P8)+(P5+P10)+(P6+P11)$	0.987983	

Заметим, что готовность системы ТТ КСЗ различна для разных типов замыканий. Расчетные формулы и результаты расчета коэффициентов готовности сведены в Таблицу 1.

Расчет ПН для системы РЗА в целом, производился на основе логических выражений, определенных путем анализа графов систем, приведенных в п. 2. В данных выражениях переменные соответствуют компонентам системы и равны  $X_i(t)=1$  если элемент исправен в момент времени  $t$ , и  $X_i(t)=0$  если нет. Таким образом система функционирует в момент времени  $t$  если структурное выражение  $S(X_i(t)) = 1$ . Вероятность того, что система функционирует в момент времени  $t$  (т.е. готовность) определяется как  $A_S(t) = \Pr(S(X_i(t)) = 1) = S(\Pr(X_i(t) = 1))$ , где  $\Pr(X_i(t) = 1)$  есть готовность  $i$ -го компонента, таким образом  $A_S(t) = S(A_i(t))$ .

**Таблица 1:** Результаты расчета коэффициентов готовности системы ТТ для различных типов КЗ.

Выражения, описывающее логику работы функции защиты, были получены путем поиска в графе всех возможных путей от точек сбора данных (ТТ, ТН), через точки обработки (устройство реализующее логику защиты) до актуаторов(ЭМО), релевантных для рассматриваемой функции РЗА. Для ДЗ традиционного исполнения, например, такое выражение выглядит следующим образом:

$$S_{DIS} = CT2 * DSOCH1 * PCBC1 * PDIS * VT * VTCH + CT2 * DSOCH2 * PCBC2 * PDIS * VT * VTCH - CT2 * DSOCH1 * DSOCH2 * PCBC1 * PCBC2 * PDIS * VT * VTCH. \quad (Обозначения см. по Рисунок 3)$$

Для учета в расчете СОПТ, по графу системы питания, были определены структурные выражения для отдельных элементов требующих для функционирования наличия электроснабжения. Например, для терминала ДЗ традиционной системы, это будет  $PDIS = PSCB2 * PSDIS * DDIS$ , где  $PSCB$  — шинка управления (общая часть) от второй секции СОПТ,  $PSDIS$  — цепи питания терминала КСЗ в шкафу,  $DDIS$  — МУРЗ КСЗ. Таким образом, подставляя структурные функции элементов из системы питания в выражения описывающее структуру информационного обмена, мы получаем полные структурные выражения на основании которых определяется готовность системы.

Несмотря на то, что структурная функция является логической, для целей расчета надежности используется переопределенная алгебра:

- Переменные, входящие в структурные функции являются булевыми, т.е. принимают значения  $\{0,1\}$ , следовательно в используемой алгебре отсутствует операция возведения в степень.
- Операция AND, используемая для объединения критических элементов в составе пути заменяется произведением.

- Операция OR, используемая для объединения альтернативных элементов и путей заменяется копроизведением.

Иными словами, структурное выражение произвольной функции в общем случае можно представить в виде  $S = \prod P_i = \prod \prod A_i$ , где  $P$  - множество путей выполнения рассматриваемой функции в системе,  $A$  - множество элементов в составе пути.

К сожалению, структурные выражения, хоть и позволяют производить расчеты ПН в системах со сложными структурами, однако очень громоздки, требуют использования переопределенных операций и могут быть рассчитаны только с помощью специальных программных средств.

Используя вышеизложенные положения были рассчитаны средние коэффициенты готовности защиты ВЛ для различных видов повреждений (см. Таблица 2).

Для исследования ПН комплекса защит нескольких идентичных присоединений и их зависимости от степени централизации представим, согласно закону полной вероятности, готовность системы защиты единичной  $i$ -ой ВЛ и  $j$ -го типа замыкания как  $A_{ij} = AI_{ij} \times AC_j$ , где  $AC_j$  — вектор вероятностей возникновения всех возможных комбинаций состояний работа/неисправность из множества компонентов системы общих для всех ВЛ. Общими элементами системы РЗА ВЛ будут являться, например для традиционной архитектуры, некоторые части СОПТ, а также ТН и их часть их цепей.  $AI_{ij}$  — вектор коэффициентов готовности, соответствующих готовности системы в целом при данной комбинации работоспособных и отказавших общих элементах. Тогда интенсивность отказов в отключении для комплекса защит  $N$  объектов сети  $W_{CX} = \sum_j (AC_j \times \sum_i^N w_{ij} \cdot AI_{ij})$ , где  $w_{ij}$  — интенсивность КЗ  $j$ -го типа на  $i$ -ой линии,  $N$  — число линий. Результаты расчетов  $W_{CX}$  для трех рассматриваемых архитектур были получены в предположении, что  $N = 5$  и интенсивность КЗ на всех линиях одинакова. Результаты расчета сведены в таблицу:

			Традиционная	Цифровая централизованная	Цифровая децентрализованная
К1	Коэффициент готовности для 1 ВЛ		0,99983145	0,99999716	0,99949366
	Интенсивность отказов 1/год	1 ВЛ	0,00006745	0,00000114	0,00020262
		5 ВЛ	0,00033723	0,00000568	0,00101308
К11	Коэффициент готовности для 1 ВЛ		0,99993612	0,99999906	0,99965816
	Интенсивность отказов 1/год	1 ВЛ	0,00000760	0,00000011	0,00004108
		5 ВЛ	0,00003798	0,00000056	0,00020540
К2	Коэффициент готовности для 1 ВЛ		0,99994812	0,99999908	0,99966138
	Интенсивность отказов 1/год	1 ВЛ	0,00000290	0,00000005	0,00001896
		5 ВЛ	0,00001452	0,00000026	0,00009480
К3	Коэффициент готовности для 1 ВЛ		0,99995136	0,99999909	0,99966338
	Интенсивность отказов 1/год	1 ВЛ	0,00000117	0,00000002	0,00000808
		5 ВЛ	0,00000584	0,00000011	0,00004039
	Интенсивность отказов 1/год	1 ВЛ	0,00007911	0,00000132	0,00027074
		5 ВЛ	0,00039557	0,00000661	0,00135368
	Вероятность отключения (Готовность)		0,99986818	0,99999780	0,99954889

Таблица 2: Результаты расчета коэффициентов готовности и интенсивностей отказов в отключении защит ВЛ 110 кВ различных исполнений.

## 6. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ. ВЫВОДЫ.

Согласно формуле для  $W_{CX}$  и результатам расчета интенсивность отказов в обслуживании независимых потоков событий системы не связана со степенью централизации такой системы, а зависит только от готовности системы относительно каждого из потоков событий. В самом деле, при условии одинаковости интенсивностей потоков событий и конструкций систем для разных объектов первичной сети, вероятность необслуживания (неотключения КЗ при его наличии) в рамках всех элементов равна  $Q_{DS} = \frac{\sum MF_j}{\sum MT_j} = \frac{NW_j Q_j}{NW_j} = Q_j$ , где  $MF_j$  — число отказов в

отключении на  $j$ -ом объекте(ВЛ),  $MT_j$  — общее число требований срабатывания,  $N$  число объектов,  $W_j$  — интенсивность потока событий для единичного объекта,  $Q_j$  — коэффициент неготовности системы РЗА относительно потока событий на  $j$ -ом объекте.

Как известно из теории надежности, резервирование системы в целом значительно менее эффективно нежели покомпонентное резервирование. Этот факт и продемонстрирован в настоящей работе — показатели надежности централизованной системы с покомпонентным резервированием более чем на 2 порядка превосходят ПН децентрализованной системы. При этом обе системы синтезированы из одинаковых компонентов и, в основном, отличаются только структурой. Таким образом положения РД 34.35.310-97, в части требований по максимально возможному разделению компонентов основной и резервной систем защиты, являются не состоятельными. Такой подход может быть оправдан только в случаях когда при повреждении основного компонента, резервный также повреждается, если соединен каким-либо образом с основным. Например, данное требование было бы уместно для в случае с кернами ТТ для основной и резервной защиты. Согласно [3] в подавляющем большинстве случаев при отказе ТТ повреждаются оба керна оставляя присоединение без защиты. В данной ситуации, с точки зрения надежности, следовало бы использовать два отдельных ТТ.

Показатели надежности цифровой централизованной системы с покомпонентным резервированием, также, существенно превосходят, взятые за нормативные показатели традиционной системы и, следовательно, применение такой архитектуры для создания систем РЗА позволит достичь и превзойти текущий уровень надежности, являющийся удовлетворительным. Также, следует заметить, что децентрализованная система состоящая из тех же компонентов что и традиционная имеет ПН хуже, чем традиционная.

Цифровая централизованная система, кроме того, обладает значительно более низкой стоимостью по сравнению с традиционной и децентрализованной. На основании данных реализации пилотного проекта создания цифровой централизованной АСЗУ ПС 110/10 кВ в Тюменьэнерго, стоимость централизованной системы РЗА составляет 10.07 млн. руб., при этом затраты на традиционную систему для этого же объекта составляют 15.7 млн. руб. Таким образом, при применении централизованной цифровой системы затраты на обеспечение надлежащего уровня надежности существенно сокращаются. Если обозначить  $I = H / C$ , где  $H$  - характеристика системы (в рассматриваемом случае,  $H$  — величина обратная интенсивности отказов, т. е. среднее время между отказами в отключении КЗ и при наличии требования), а  $C$  — стоимость обеспечения требуемого уровня  $H$  (в млн. руб.), то для традиционной системы  $I_C = 804,98$ , а для цифровой централизованной  $I_{DC} = 75107,53$ . Физический смысл такого критерия следующий — он показывает среднее время между отказами на каждый вложенный млн. рублей. Таким образом на основании данного критерия уровень надежности / стоимость можно судить об эффективности расходования денежных средств на обеспечение заданного уровня характеристики технической системы. Однако, если следовать принятому предположению, что уровень ПН традиционной системы является нормативным и удовлетворительным, то достижение превосходящих данный уровень показателей не является преимуществом. Тогда для систем имеющих более высокие показатели ПН, при определении  $I$  их собственные характеристики следует заменять нормативными. Следовательно, для цифровой централизованной системы, в этом случае  $I_{dc} = H_{norm}/C_{DC} = 1255,24$ .

На основе вышеприведенного критерия надежность/стоимость был сформирован оптимизационный алгоритм, позволяющий синтезировать архитектуру РЗА заданной надежности и минимальной стоимости. Суть его заключается в итеративном расчете ПН синтезируемой системы, начиная от самой простой структуры выполняющей заданные функции с последующим поэтапным усложнением до тех пор пока показатели надежности синтезируемой системы не превысят заданные. Критерий надежность/стоимость в данном алгоритме используется для выбора того или иного метода повышения надежности. Очевидно для полномасштабного сравнения систем РЗА критерия надежности недостаточно. Следует принимать во внимание и другие характеристики, такие как селективность, быстродействие и чувствительность. В качестве комплексного критерия, учитывающего все вышеперечисленные свойства системы РЗА, предлагается использовать показатель технического совершенства.

Показатель технического совершенства - это экономический (или какой-либо другой ущерб, единицы измерения ущерба определяются коэффициентом  $C$ ) ущерб, который система РЗА наносит своим несовершенным быстродействием в случае наличия повреждения в энергосистеме, а также ущерб, который она наносит в случае излишнего или ложного

срабатывания. Соответственно показателем технического совершенства является сумма ущербов по трем вышеприведенным случаям. Применение данного критерия позволяет производить сравнения различных вариантов построения системы, с учетом всех особенностей в т.ч. различие в подходах к реализации алгоритмов. Показатель технического совершенства может быть определен из следующих соотношений:

- Величина ущерба при наличии повреждения в зоне действия защиты  $M_{FT} = \sum_k w_k \cdot \sum_i t_i \cdot Q_i \cdot C_k(t_i)$ , где  $w_k$  — интенсивность КЗ  $k$ -го типа,  $t_i$  — время ликвидации КЗ в  $i$ -ом случае,  $Q_i$  — вероятность события, что КЗ будет ликвидировано за время  $t_i$ , т.е. вероятность наступления  $i$ -го случая,  $C_k(t_i)$  — коэффициент определяющий величину ущерба от события  $k$ -го типа в течение времени  $t_i$ . В общем случае  $C_k$  - может сложным образом зависеть от времени  $t_i$ .
- Величина ущерба при наличии повреждения вне зоны действия защиты  $M_{MO} = \sum_j w_j \cdot \sum_n t_n \cdot Q_n \cdot C_j(t_n)$ , где  $w_j$  — интенсивность КЗ и других возмущений, могущих вызвать нежелательное срабатывание защиты,  $j$ -го типа,  $t_n$  — время обесточенного состояния объекта в  $n$ -ом случае,  $Q_n$  — вероятность наступления  $n$ -го случая,  $C_j(t_n)$  — коэффициент определяющий величину ущерба от события  $j$ -го типа в течение времени  $t_n$ .
- Величина ущерба от ложного срабатывания защиты  $M_{WT} = \sum_m w_m \cdot \sum_p t_p \cdot Q_p \cdot C_m(t_p)$ , где  $w_m$  — интенсивность ложных срабатываний защиты  $m$ -го вида,  $t_p$  — время обесточенного состояния объекта в  $p$ -ом случае,  $Q_p$  — вероятность наступления  $p$ -го случая,  $C_m(t_p)$  — коэффициент определяющий величину ущерба от события  $m$ -го типа в течение времени  $t_p$ .

Общая величина показателя технического совершенства определяется как сумма вышеприведенных случаев, т. е.  $M = M_{FT} + M_{MO} + M_{WT}$ .

## 7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными проблемами при анализе показателей надежности той или иной системы РЗА являются отсутствие общепризнанных методик расчета, математических моделей компонентов и баз исходных и статистических данных о работе РЗА. В данной ситуации очень трудно доказать валидность проведенного расчета. Также серьезным недостатком является отсутствие нормативных значений показателей надежности функций РЗА. Требования по надежности функционирования систем защит должны быть обоснованы условиями работы защищаемых элементов первичной сети и общими требованиями по надежности электроснабжения. Для этих целей можно использовать показатель технической эффективности, т.е. нормировать допустимый ущерб, и исходя из него определять требуемую готовность системы РЗА.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] РД 34.35.310-97 ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МИКРОПРОЦЕССОРНЫМ УСТРОЙСТВАМ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ.
- [2] ГОСТ 27.003-90 Надежность. Общие правила задания требований по надежности
- [3] CIGRE Working Group A3.06 Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 4 - Instrument Transformers 2012
- [4] Marvin Rausand, Arnljot Hoyland, System Reliability Theory. Models, Statistical Methods and Applications. 2nd Edition. 2004 г.
- [5] Шалин А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем: Учебник. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002. - 384 с.
- [6] MIL-HDBK-217F, Military Handbook Reliability prediction of electronic equipment. 1991
- [7] RADC-TR-80-322, Steven Flint, Failure rates for fiber optic assemblies. 1992.





### **С.1.3-2. Опыт внедрения цифрового централизованного ПТК защиты и управления подстанции на базе программного комплекса iSAS.**

**А.В. ЧАРКИН**

**Лаборатория интеллектуальных сетей и систем**

**Россия**

[a.charkin@lysis.su](mailto:a.charkin@lysis.su)

#### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

Централизованная система защиты и управления, Цифровая подстанция, МЭК 61850.

#### **1 ВВЕДЕНИЕ**

В данной статье освещается опыт разработки программно-технического комплекса защиты и управления распределительной электрической подстанции (ПТК ЗУ ПС), выполненной в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850. Тема цифровой подстанции неизменно вызывает в последние несколько лет бурные дискуссии в кругу профессионалов. В Российской Федерации выполнены и находятся в стадии реализации ряд научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок по данной тематике. В частности ОАО «Тюменьэнерго» инициировало НИОКР на тему «Разработка типовых проектных решений цифровой подстанции МРСК на базе централизованного программно-технического комплекса защиты и управления в виде модульного программного комплекса. Опытное внедрение на ПС 110кВ. Разработка предложений по изменению НТД, обеспечивающих промышленное внедрение технологии цифровой подстанции». Исполнителем по данному титулу является ООО «ЛИСИС». Срок реализации с 2013 по 2016 годы. Проект разбит на пять этапов, ниже приведены названия:

1. Разработка конструктивно-планировочных решений, схемы построения систем защиты и управления для типовых схемных решений вновь возводимых, реконструируемых и модернизируемых объектов с применением САПР.
2. Разработка, изготовление и проведение испытаний ПТК ЗУ ПС. Разработка комплекта проектной и эксплуатационной документации.
3. Разработка предложений по изменению существующих НТД, регламентирующих применение технологий ЦПС и ЦРЗА.
4. Опытное внедрение ПТК ЗУ ПС на ПС 110кВ Заказчика.
5. Разработка метрологического обеспечения цифровой ПС. Утверждение типа средства измерений ПТК ЗУ ПС.

На сегодняшний день первые два этапа завершены, третий находится в стадии завершения, последние два в активной фазе реализации.

В основной части доклада рассматриваются те проблемы, с которыми сотрудники ООО «ЛИСИС» столкнулись в ходе реализации данного проекта и найденные пути их решения.

## 2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Автор считает уместным предварить рассмотрение результатов внедрения ПТК ЗУ ПС некоторыми его техническими характеристиками, которые приведены ниже:

- Минимальный цикл исполнения задач реального времени — 2мс.
- Поддержка протоколов:
  - MMS Client/Server,
  - Sampled Values, включая спецификацию IEC61850-9-2LE,
  - GOOSE,
  - IEC 60870-5-104 Master/Slave,
- Информационная модель в соответствии с IEC 61850 Ed2,
- Язык конфигурирования - SCL v3.1 в соответствии со стандартом IEC 61850-6 Ed2,
- Максимальное число виртуальных терминалов (VT) - зависит числа ядер CPU аппаратной платформы. Протестировано - 10 виртуальных терминалов (VT) на 4 процессорной системе.
- Максимальное число логических узлов в VT - зависит от частоты процессора аппаратной платформы. Протестировано - 849 для 2.8 ГГц,
- Протестированный объем принимаемых потоков SV80 – до 150 на один физический интерфейс Ethernet 1000Base-SX.
- Протестированный объем GOOSE сообщений – до 10000 на один физический интерфейс Ethernet 1000Base-SX.
- Разработана библиотека логических узлов, которая включает алгоритмы достаточные для построения следующих подсистем для ПС до 220 кВ включительно:
  - РЗА;
  - АСУТП (Исключая SCADA);
  - Учет ЭЭ;
  - ККЭ;
  - РАС;

Ниже приведена укрупненная структурная схема ПТК ЗУ ПС:

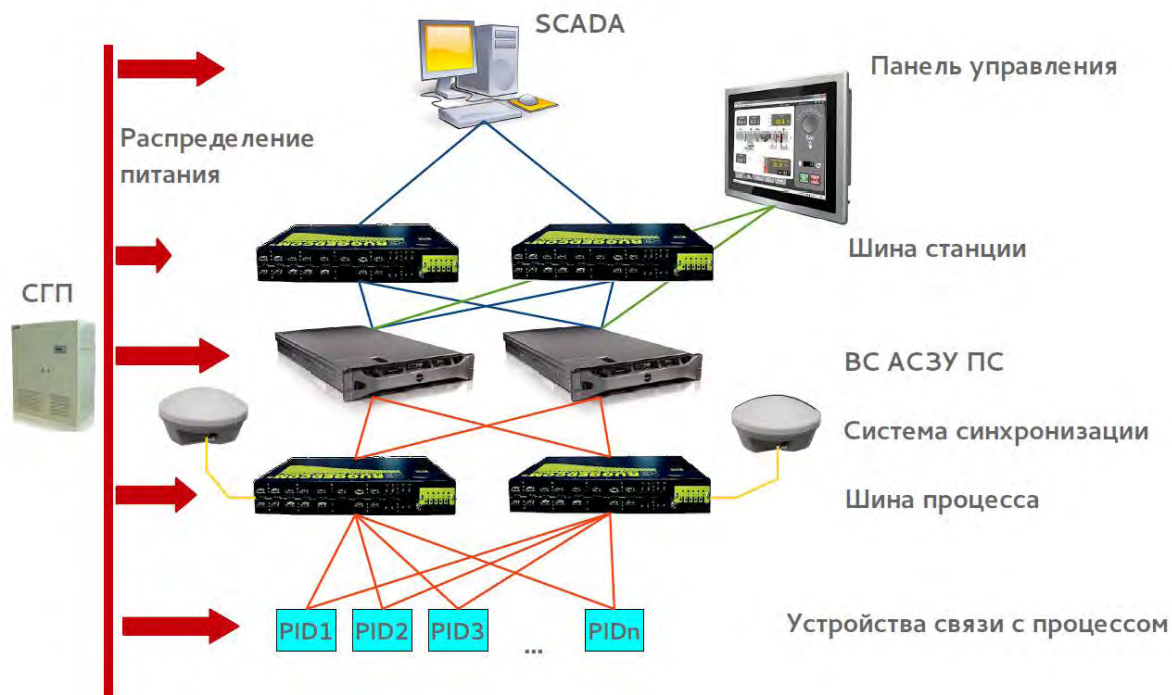


Рис. 1: Структурная схема ПТК ЗУ ПС

### *2.1 Первый этап*

Основной задачей первого этапа было создание типового проекта цифровой ПС с применением САПР.

Реализация этапа проходила в 2013 году. После проведения анализа имеющихся на тот момент на рынке САПР с возможностью создания SCD файла для конфигурации ПТК был выбран продукт компании Aucotec под названием Engineering Base. Данный продукт является классической САПР построенной на базе технологий Microsoft и в частности MS Visio как графическом редакторе. Функционал Engineering Base позволяет взаимодействовать на уровне единой базы данных с программным продуктом SCT компании H&S, который является редактором файлов SCL и позволяет создавать набор файлов описаний в соответствии с требованиями МЭК 61850. Взаимодействие двух программных продуктов осуществляется посредством однолинейной схемы подстанции. При этом в Engineering Base проектировщик создает проект системы вторичной коммутации и аппаратных средств ПТК, а в SCT конфигурацию ПТК в виде SCD файла.

Подобные продукты только начинают появляться на рынке и, безусловно, далеки от идеала, в связи с отсутствием широкого опыта их применения. Как правило, преобладает та часть функционала, которая присутствовала в исходном продукте. Столкнувшись с подобными трудностями и специалисты ООО «ЛИСИС», был проделан большой объем работы по созданию электротехнической части проекта и конфигурации ПТК, однако SCT поддерживал только первую редакцию МЭК 61850, а ПТК изначально создавался под вторую, как более полную и перспективную. Это привело к большому объему коррекций полученных конфигураций на втором этапе НИОКР.

При разработке типового проекта рассматривались два варианта архитектуры цифрового комплекса, а именно распределенная и централизованная. Оба варианта сравнивались по двум критериям, с одной стороны надежность выполнения функций РЗА с учетом надежности аппаратных компонентов ПТК, с другой стороны стоимость ПТК. Для этого был выполнен анализ однолинейных схем ПС ОАО Тюменьэнерго, выбраны наиболее распространенные варианты компоновки ПС. Далее выполнено сравнение стоимостных показателей традиционного, цифрового распределенного и цифрового централизованного вариантов. Выполненные расчеты показали, что при сопоставимой надежности цифровой централизованный вариант обладает наилучшими стоимостными показателями, причем экономия тем выше, чем выше степень централизации (больше количество присоединений). Из интересных практических результатов расчетов следует отметить выявленную необходимость резервирования устройств сопряжения с шиной процесса (УСШ) в ячейках ввода на секциях 10 кВ, в противном случае надежность выполнения функции защиты трансформатора оказывается существенно ниже традиционной, так как данный УСШ является источником данных для взаимнорезервирующих функций защит.

### *2.2 Второй этап*

Задача состояла в том, чтобы на действующей подстанции создать параллельную цифровую систему защиты, управления и учета. При этом необходимо было сохранить старые традиционные системы. Наибольшую трудность при проектировании вызывало отсутствие нормативной базы, но ведь цель работы как раз и состояла в том, чтобы понять, как подобная система поведет себя на реальном объекте, и какие из действующих документов будут противоречить данной концепции.

Выбранная подстанция находится в г. Сургут Ханты-Мансийского автономного округа. Поэтому большое внимание было уделено проектированию шкафов наружной установки, и в частности организации электропитания и обогрева. Учитывая, что часть вновь устанавливаемого оборудования (12 шкафов) размещены на ОРУ и к ним потребовалось подводить кабельные лотки, понятно, что нам пришлось столкнуться с серьезными трудностями. Эти трудности были не только техническими, но и организационными, так как вывод присоединений из работы в зимнее время затруднен, а при некоторых условиях просто невозможен. Хотелось бы особо отметить вклад специалистов и руководителей Сургутских Электрических сетей и ОАО Тюменьэнерго, без их позитивного настроя и активного участия в

**Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем  
01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

процессе подготовки, монтажа и наладки, выполнить работы в заданные сроки было бы невозможно.

Одной из дополнительных особенностей проектного решения является организация питания комплекса. Дело в том, что емкость существующей аккумуляторной батареи рассчитана исходя из мощности установленной системы РЗА, поэтому на период опытной эксплуатации решено было создать дополнительную систему гарантированного питания, которая бы обеспечивала бесперебойную работу ПТК ЗУ ПС и корректное завершение работы серверов в случае пропадания питания от ЩСН. Кроме того предусмотрена возможность перевода питания ПТК на батарею подстанции без проведения электромонтажных работ при переводе комплекса в промышленную эксплуатацию.



**Рис. 2:** Пример размещения на ОРУ шкафов устройств сопряжения с шиной процесса

На рисунке 2 показаны основной и резервный шкафы устройств сопряжения с шиной процесса ВЛ 110 кВ. Они обеспечивают сбор и оцифровку аналоговых и дискретных сигналов, а также выдачу команд управления в объеме данного присоединения и формируют цифровые потоки для подсистем РЗА, АСУТП, РАС, АИИС КУЭ, ККЭ.



**Рис. 3:** Пример размещения в ОПУ шкафов с серверами ПТК ЗУ ПС и СГП.

На рисунке 3 показаны основной и резервный шкафы ПТК ЗУ ПС. Они выполняют функции РЗА и ПА, АСУТП, РАС, ОМП, АИИС КУЭ, ККЭ в объеме ПС 110 кВ с двумя

линиями 110 кВ, двумя трансформаторами 110/10 кВ и ЗРУ 10 кВ на 42 ячейки. Также здесь можно видеть шкаф системы гарантированного питания (СГП).

### 2.3 Третий этап

Основной задачей третьего этапа является разработка рекомендаций по коррекции нормативно технической документации с целью устранения противоречий не позволяющих внедрять на действующих объектах электроэнергетики технологии цифровой подстанции и централизованные комплексы релейной защиты и автоматики.

Во время выполнения данного этапа было проанализировано 197 документов, в том числе 68 ГОСТ, 36 стандартов организаций, 27 руководящих документов, 17 распоряжений ОАО «ФСК ЕЭС», 17 приказов ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «АТС», МинЭнерго и РАО «ЕЭС России».

Поскольку большинство из этих документов были разработаны в период, когда информационные технологии и средства вычислительной техники не были достаточно развиты для применения на ПС, технические ограничения, заложенные в НТД, могут препятствовать внедрению новых технологий.

При анализе НТД особое внимание уделялось правилам, нормам и требованиям регламентирующим следующие аспекты:

- Измерительные цепи и каналы.
- Дискретные цепи и каналы.
- Органы оперативного управления функциями РЗА.
- Передача информации по цифровым каналам (ограничения по составу).
- Цифровые каналы передачи информации (технические требования).
- Цифровые протоколы передачи информации.
- Средства и способы синхронизации времени.
- Электропитание компонентов ЦПС и ЦРЗА.
- Распределение выполнения функций компонентами ЦПС и ЦРЗА.
- Состав сигналов.

Выбор указанных тем, обусловлен тем, что решения именно по этим темам отличают технологии ЦПС и ЦРЗА от «традиционных» решений по РЗА, АСУТП и АИИС КУЭ, выполненных на микропроцессорной технике.

Кроме того, при анализе рассматривались правила, нормы и требования, регламентирующие вопросы организации и условий эксплуатации систем и устройств.

Все НТД для более наглядного представления результатов анализа условно разделены на восемь групп:

- АИИС КУЭ.
- Метрологическое обеспечение.
- Контроль качества электроэнергии (ККЭ).
- Релейная защита.
- РАС.
- АСУТП.
- ПА.
- ОПС.

Из всего объема проанализированных документов 78 требуют проведения корректировки для приведения в соответствие с требованиями ЦПС и ЦРЗА либо разработки новых документов по соответствующей тематике.

Степень необходимой корректировки документов существенно различается. Наибольшее количество документов требует символической корректировки, проводить которую только ради внедрения технологий ЦПС и ЦРЗА не целесообразно, т.к. они содержат большое количество положений, которые хотя и не накладывают ограничений на применение технологий ЦПС и ЦРЗА, но тем не менее являются устаревшими и не соответствующими текущему уровню развития техники и технологии.

Ряд НТД содержат требования, относящиеся к одним и тем же устройствам и процессам, которые имеют существенные противоречия. При этом все эти документы являются действующими.



Стоит отметить, что НТД, разработанные во время применения устройств на электромеханической элементной базе, как правило, не содержат ограничений по структурной организации комплекса РЗА и передачи сигналов по цифровым каналам связи. И поэтому они не содержат ограничений по применению технологий ЦПС и ЦРЗА.

НТД разработанные в период внедрения МП устройств РЗА имеют жесткие ограничения по структуре комплекса РЗА и принципам передачи сигналов. Также имеются существенные ограничения по совмещению функций РЗА, АСУТП, АИИС КУЭ в одном устройстве. Как правило, такими НТД являются документы, разработанные ОАО «Россети» и ОАО «ФСК ЕЭС».

Такие документы как ПУЭ и ПТЭ не содержат существенных ограничений применения технологий ЦПС и ЦРЗА и требует минимальных корректировок, только для того чтобы исключить вариативность понимания регламентирующих положений.

Техническая политика ОАО «Россети» имеет некоторые внутренние противоречия. С одной стороны переход к ЦПС и ЦРЗА указан как целевой показатель реализации технической политики в области РЗА, а с другой стороны конкретные требования к системам РЗА, АСУТП, АИИС КУЭ и др. содержат существенные ограничения применения технологий ЦПС и ЦРЗА.

Требования к техническим средствам МП РЗА и организации их эксплуатации, указанные в действующих НТД, не могут быть применены для ЦПС и ЦРЗА. В этой части требуется разработка отдельных документов.

В настоящее время разрабатываются рекомендации по коррекции необходимых документов. Работа выполняется в сотрудничестве с компанией SmartEPS.

#### *2.4 Четвертый этап*

Проведение опытной эксплуатации является наиболее результативным этапом в плане получения экспериментальных данных и подтверждения правильности выбора технических решений. Сейчас этот этап в стадии реализации и по мере накопления результатов сравнительного анализа работы традиционной и разрабатываемой систем мы планируем знакомить с ними профессиональное сообщество.

Не вызывает сомнений, что наибольший интерес проявляется к работе функций релейной защиты, как требующих максимального быстродействия и содержащих наиболее сложные алгоритмы. В этом плане, мы зависим от наличия в период опытной эксплуатации реальных электромагнитных возмущений в зоне действия защит, а также на смежных участках сети.

В конце 2013 года ООО «ЛИСИС» проводило испытания алгоритмов РЗА программного комплекса iSAS на моделирующем комплексе RTDS в НТЦ ФСК ЕЭС. Были получены положительные результаты, но тем не менее, необходимо проверить работу ПТК ЗУ ПС на реальном в объекте, в условиях сложной электромагнитной обстановки.

Особо хотелось бы выделить важность разработки правил эксплуатации цифровых комплексов. Главное отличие обусловлено отсутствием медных связей между ОРУ и ОПУ. В случае применения УСШ эти связи существенно укорачиваются, а в случае применения цифровых ТТ/ТН просто исчезают. Это например диктует необходимость отдельной проверки УСШ либо цифрового ТТ и цифрового терминала защит. Кроме того сотрудники технических служб сетевой компании в большой степени становятся пользователями технологического ПО, а для обслуживания серверного оборудования и оборудования ЛВС разумнее привлекать сотрудников службы информационных технологий. Несколько выделяются здесь устройства сопряжения с шиной. Они содержат и аналоговые и дискретные цепи с одной стороны, с другой включаются в ЛВС и передают информацию для всех технологических подсистем, кроме того они являются измерительными преобразователями и исполнительными органами релейной защиты и СДТУ.

#### *2.5 Пятый этап*

Пятый этап посвящен разработке метрологического обеспечения ПТК ЗУ ПС.

Ниже приведен ряд проблем которые осложняют выполнение данного этапа:

- Отсутствие типовых утвержденных методик поверки IED
- Неверная трактовка IED как измерительного прибора (попытка привязать требования и методологическую базу для традиционных (с аналоговым входом) измерительных приборов к приборам с цифровым входом (для прибора с цифровым входом

отсутствуют понятия номинальный ток, напряжение, динамический диапазон, дополнительная погрешность и т.д., а погрешность определяется лишь встроенным алгоритмом обработки цифровых осциллограмм).

- Отсутствие аттестованного оборудования для поверки измерительного оборудования с цифровым входом/выходом.
- Отсутствие методологической базы, применяемой для измерительных систем цифровых подстанций (нет утвержденных форм паспортов-протоколов цифровых измерительных каналов, методик расчетов суммарных погрешностей, норм ревизий и эксплуатации)

Комплекс ЗУ ПС iSAS является программным средством и может быть инсталлирован на произвольную аппаратную платформу, вследствие чего комплекс не имеет признаков прибора, что еще более усложняет придание данной технологии статуса средства измерений.

При реализации НИОКР ЦПС на базе комплекса ЗУ ПС iSAS создаются измерительные подсистемы АИИС КУЭ, ККЭ и АСУ ТП. Каждая система является централизованной. Процесс измерений и сопутствующие функции (хранение, обработка, отображение, передача в смежные системы результатов измерений) для каждой точки измерений производится на единой аппаратной платформе, обеспечивающей необходимый уровень производительности для обеспечения заданных характеристик процесса измерений.

Для придания легитимности результатов измерений каждой подсистеме присваивается статус средства измерения, для чего проводится работа совместно ФГУП «ВНИИМС», включающая следующие этапы:

- Разработка эталонной базы для проведения метрологических испытаний УСШ и цифровых измерительных приборов.
- Проведение метрологических испытаний с целью внесения в Государственный реестр СИ ПТК ЗУ ПС iSAS.
- Разработка описания типа СИ ПТК ЗУ ПС iSAS.
- Создание метрологической тестовой системы (МТС) для проведения метрологических испытаний, как отдельных элементов цифровых измерительных каналов, так и каналов в целом в лабораторных и полевых условиях. Предположительно в состав МТС войдут аналоговый калибратор, цифровой калибратор (iSAS@Test), эталонный УСШ, устройство сравнения осциллограмм.
- Проведение метрологических испытаний с целью внесения в Государственный реестр СИ МТС.
- Разработка описания типа МТС
- Проведение испытаний с целью утверждения типа СИ ПТК ЗУ ПС «Олимпийская» (подсистемы АСКУЭ, ККЭ, АСУ ТП).
- Разработка МВИ для всех измерительных систем ПТК ЗУ ПС «Олимпийская» (АИИС КУЭ, АСУ ТП, ККЭ)

### 3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящий момент НИОКР, являющийся предметом данного доклада не закончен, и пока не получены экспериментальные результаты работы цифрового комплекса, но уже получены результаты разработки проектных решений, и результаты технико-экономического анализа применения технологий цифровых централизованных ПТК. Кроме того выполнен расчет надежности выполнения функций РЗА в таком комплексе. Полученные результаты показывают, что при сопоставимой надежности цифровой централизованный ПТК имеет меньшую стоимость, чем совокупность традиционных вторичных подсистем подстанции, при этом сокращается также стоимость проектирования, монтажа и наладки, особенно при условии массового применения с использованием типовых проектных решений.



### С.1.3-4. Перспективы использования ВЧ каналов в системах РЗА

**В.А. Харламов, С.Е. Романов**  
**ООО «Юнител Инжиниринг»**  
**Россия**  
[V.Harlamov@uni-eng.ru](mailto:V.Harlamov@uni-eng.ru)

#### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

ВЧ каналы, РЗА, СМПП, WAMPAC, IP, Ethernet

#### 1 ВВЕДЕНИЕ

Традиционно в российской электроэнергетике для построения каналов РЗА используются высокочастотные (ВЧ) тракты по линиям электропередачи (ЛЭП): для дифференциально-фазных защит (ДФЗ) и направленных защит (НЗ) с ВЧ блокировкой - каналы ВЧ защит, для комплектов ступенчатых защит (КСЗ) и систем противоаварийной автоматики (ПА) – каналы передачи аварийных сигналов и команд. Обусловлено это не только историей развития техники, но и тем, что сами ЛЭП являются объектами защиты, а организованные по ним ВЧ каналы напрямую связывают защищаемые объекты энергосистем.

ВЧ каналы для нужд систем РЗА и сами системы РЗА, созданные для работы по ВЧ каналам, характеризуются высокой надежностью, дешевизной, быстротой развертывания и минимальным временем устранения неисправностей ЛЭП.

С развитием в электроэнергетике инфраструктуры волоконно-оптических кабелей (ВОК) и цифровых систем передачи информации (ЦСПИ) появились аналоги работающих по ВЧ каналам систем РЗА, как и сами защиты, так и каналообразующее оборудование, например, дифференциальные защиты линий (ДЗЛ) и цифровые устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК). Однако использование ВОК только для цифровых устройств и систем РЗА на средних и больших расстояниях оказывается экономически неэффективными. Далеко не всегда существующие системы РЗА, использующие только ЦСПИ, могут достигнуть технической и экономической эффективности систем, использующих ВЧ каналы.

В тоже время вопросы использования ВЧ каналов для перспективных систем РЗА, таких как системы мониторинга переходных режимов (СМПП), Wide Area Monitoring, Protection and Control (WAMPAC), цифровые подстанции (ПС) в формате МЭК 61850 и т.д., практически не рассматриваются и необходимо восполнение данного пробела.

#### 2 ПАРАМЕТРЫ ВЧ ТРАКТОВ

ВЧ тракты как среда распространения сигналов (сама ЛЭП является составной частью ВЧ тракта) описываются рядом параметров, основными из которых являются рабочее затухание ВЧ тракта и помехи в нем.

Рабочее затухание ВЧ тракта – разность уровня ВЧ сигнала на выходе передатчика при предположении, что его нагрузкой является активное сопротивление 75 Ом, и уровня ВЧ сигнала на противоположном окончании ВЧ тракта, так же нагруженном на чисто активное сопротивление 75 Ом. Рабочее затухание ВЧ тракта зависит от ряда факторов: длины ЛЭП,

типа и конструкции фазных проводов, конструкции опор, используемого оборудования обработки и присоединения, схемы подключения к проводам ЛЭП и т.д.

Величина рабочего затухания меняется во времени, например, в зависимости от климатических факторов или при изменении коммутационного состояния ЛЭП. Наибольшее влияние на величину затухания, особенно с ростом рабочих частот, оказывают гололедно-изморозевые образования (рис. 1). Рабочее затухание и его увеличение при гололеде может быть определено по приближенным методикам, приведенным в [1] и [2], или рассчитано с использованием точной методики на базе модальной теории распространения сигналов, например, в программе WinTrakt.

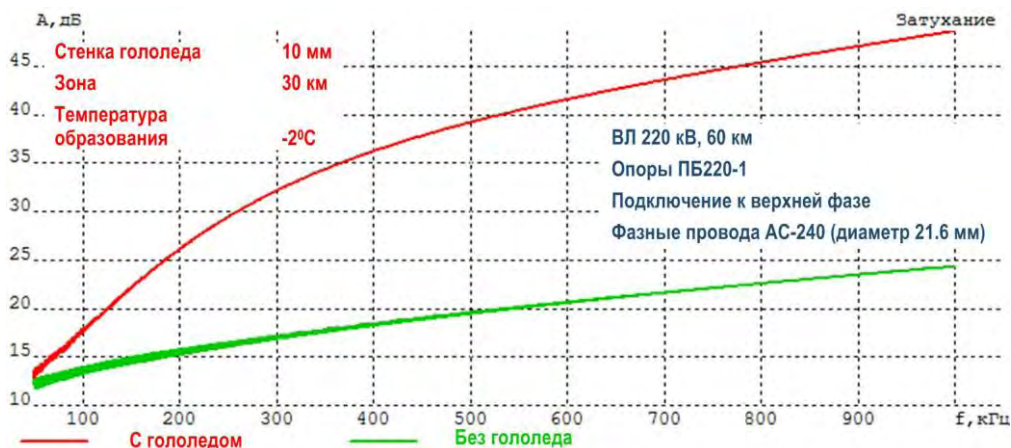


Рис. 1: Пример частотной зависимости затухания ВЧ тракта

При однофазных коротких замыканиях (КЗ) на воздушных линиях (ВЛ) нормируемое увеличение затухания ВЧ тракта составляет 22 дБ при схеме подключения «фаза-земля» [2].

В ВЧ трактах присутствуют различные помехи, описание которых приведено в таблице 1.

Тип помехи	Уровень относительно принимаемого ВЧ сигнала	Длительность
<b>Непрерывные</b>		
<b>Могут быть рассчитаны</b>		
Шум от частичных разрядов исправных изоляторов	Низкий, меняется во времени	Постоянно
Шум от коронирования фазных проводов на ВЛ 110 кВ и выше	Низкий, меняется во времени	Постоянно
Сторонние ВЧ и радио каналы	Зависит от мощности стороннего передатчика и механизма влияния	Зависит от мешающего канала
<b>Импульсные</b>		
<b>Трудно предсказуемые</b>		
Разряд молнии	Высокий	10 ... 1000 мс
Короткое замыкание начало горение дуги	Высокий	2 ... 20 мс
	Средний	100 мс
Коммутация выключателя	Высокий	5 ... 20 мс
Коммутация разъединителя	Высокий	500 ... 10000 мс

Табл. 1: Помехи в ВЧ трактах

Уровень непрерывных помех имеет вероятностный характер и существенно зависит от погодных условий, но может быть приближенно определен по методикам, приведенным в [1] и [2], или рассчитан по точным методикам, учитывающим распространение ВЧ сигналов.

Вероятностные параметры импульсных помех практически не предсказуемы, но их наличие следует учитывать при проектировании систем, использующих ВЧ каналы.

### 3 СИГНАЛЫ В ВЧ КАНАЛАХ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ РЗА

Сигналы, используемые в аппаратуре каналов ВЧ защит и УПАСК, и их обработка выбираются с учетом особенностей параметров ВЧ трактов.

В ДФЗ наиболее распространено использование амплитудной манипуляции ВЧ сигнала током промышленной частоты защищаемой ЛЭП (рис. 2). Приемник ВЧ аппаратуры ДФЗ одновременно принимает сигналы собственного передатчика и передатчика с противоположного конца защищаемой ЛЭП. При КЗ вне защищаемой ЛЭП на одном ее конце ток направлен в линию и из линии на другом, и при пуске передатчиков ВЧ сигнал на входе приемников присутствует непрерывно. При наличии КЗ на защищаемой ЛЭП импульсы ВЧ сигналов накладываются друг на друга и на входе приемников, и соответственно на их выходах сигнал исчезает, что приводит ДФЗ в действие. Очевидно, что при отказе канала из-за увеличения затухания ВЧ тракта при КЗ на ЛЭП защита не откажет в действии. Для корректной работы ДФЗ важна точность манипуляции ВЧ сигнала при переходе тока через ноль.

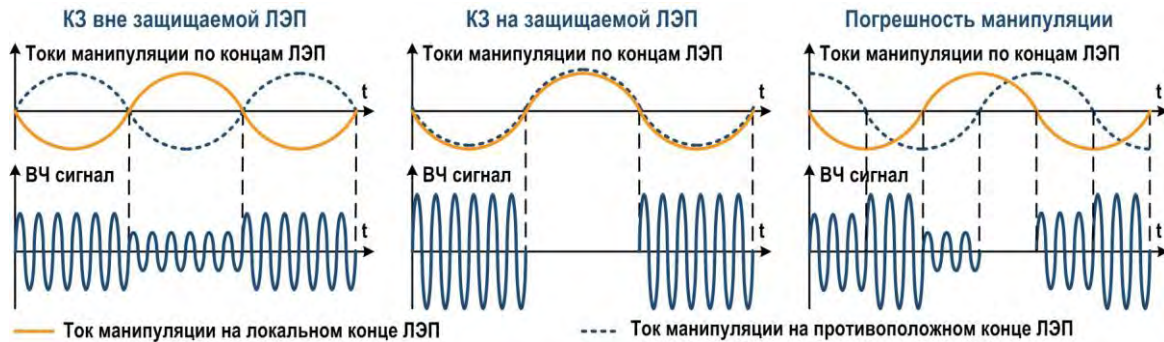


Рис. 2: Амплитудная манипуляция в ВЧ аппаратуре ДФЗ

В УПАСК для обеспечения требуемого времени передачи команд, надежности (вероятности пропуска команд) и безопасности (вероятности ложной команды) используются кодированные ВЧ сигналы (рис. 3). Передача команд осуществляется прерыванием постоянно передаваемого при их отсутствии контрольного/охранного сигнала и передачей вместо него кодированных сигналов команд.

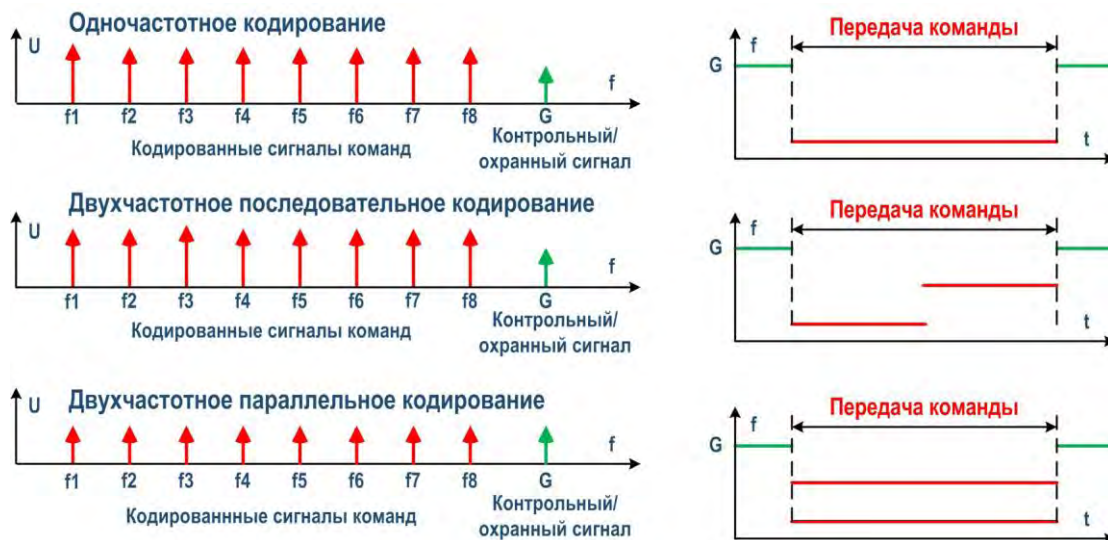


Рис. 3: Кодированные ВЧ сигналы в УПАСК

Обработка охранного сигнала и сигналов команд в приемниках УПАСК осуществляется в узкой полосе, что позволяет обеспечить передачу команд при отношении сигнал/шум 6 дБ в канале 4 кГц и снизить влияние трудно предсказуемых импульсных помех, которые имеют широкополосный спектр.



#### 4 ЦИФРОВЫЕ ВЧ КАНАЛЫ

Традиционно используемые в ВЧ каналах модемы с частотной манипуляцией (ЧМ) обеспечивают высокую помехозащищенность, обеспечивая вероятность ошибки  $10^{-6}$  при отношении сигнал/белый шум (ОСШ) около 15 дБ в полосе сигнала, и небольшую задержку 10-20 мс при скорости передачи данных 100-2400 бит/с. В последнее время в ВЧ каналах [3] используются более сложные модуляции Quadrature Amplitude Modulation (QAM) с одной несущей частотой и Orthogonal Frequency Division Multiplexing (OFDM) с большим числом несущих частот (рис. 4). QAM и OFDM обеспечивают более высокую спектральную эффективность по сравнению с ЧМ, что позволяет реализовывать цифровые ВЧ (ЦВЧ) каналы с относительно высокой скоростью передачи данных.

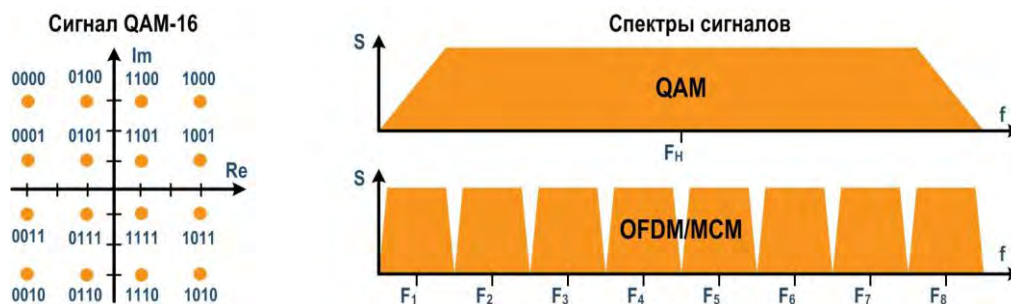


Рис. 4: QAM и OFDM

Для QAM, обладающей относительной простотой реализации, характерны:

- низкое отношение пиковой мощности сигнала к действующей (достижимо 3-4 дБ);
- небольшая задержка (десятьки мс), но больше, чем в ЧМ модемах;
- меньшая помехозащищенность по сравнению с ЧМ;
- большое время восстановления канала после его прерывания, например, после воздействия импульсных помех большой амплитуды при коммутации разъединителей;
- чувствительность к отраженным ВЧ сигналам, возникающим на ЛЭП (отражения от концов ВЧ тракта, ответвлений и т.д.), что приводит к искажениям амплитудной и фазовой характеристик ВЧ тракта и необходимости использования сложных эквалайзеров, увеличивающих задержку;
- чувствительность к сосредоточенным по спектру и импульсным помехам, помехам от коронирования проводов ЛЭП, что требует специальной сложной обработки для уменьшения их влияния и соответственно увеличивает задержку.

Более сложной в реализации OFDM присущи:

- высокое отношение пиковой мощности сигнала к действующей (порядка 10 дБ);
- большая задержка (при полосе канала 4 и 8 кГц может достигать сотен мс, растет при увеличении числа несущих частот);
- меньшая помехозащищенность по сравнению с ЧМ;
- большое время восстановления канала после его прерывания;
- устойчивость к возникающим на ЛЭП отраженным сигналам (не требуется сложный эквалайзер);
- устойчивость к сосредоточенным по спектру помехам за счет возможности отключения пораженных помехой подканалов;
- большая устойчивость по сравнению с QAM к импульсным помехам и «короне»;
- чувствительность к сдвигу частоты и фазовому шуму.

На рис. 5 приведен пример зависимости скорости в ЦВЧ канале с полосой 4 кГц от ОСШ. Достигнуть скорости более 24 кбит/с в ЦВЧ канале с полосой 4 кГц довольно сложно, т.к. для этого необходимо обеспечить отношение ОСШ 32 дБ (для сравнения, в аналоговом телефонном канале нормируемое ОСШ составляет 26 дБ). А с учетом нестационарной природы помех от «короны» данное значение увеличится на 5-7 дБ в зависимости от реализации ЦВЧ аппаратуры и напряжения ЛЭП. Расширение полосы ЦВЧ канала, что не всегда осуществимо на практике, позволяет увеличить скорость передачи данных при том же ОСШ и уменьшить его задержку.



Рис. 5: Скорость передачи данных в ЦВЧ канале с полосой 4 кГц при вероятности ошибки  $10^{-6}$

В методике проектирования [2] в качестве номинального уровня помех выбран уровень с 50% вероятностью его превышения (слабый дождь). Нормируемый запас по затуханию для ЦВЧ канала установлен равным 9 дБ без учета гололеда (сильный дождь). Согласно графику из [1] (рис. 6), при этом обеспечивается коэффициент готовности ЦВЧ канала около 0.97.



Рис. 6: Вероятность превышения номинального уровня шумов ЛЭП

Для аналогового телефонного канала такой выбор коэффициента готовности приводит к тому, что он становится несколько «шумным» в некоторые периоды времени, но поддерживать разговор по нему по-прежнему можно. Для цифрового канала РЗА такое допущение не приемлемо, т.к. уменьшение ОСШ на 3-5 дБ относительно нормируемого значения придет к его полному отказу (рис. 7) – вероятность ошибок превысит  $10^{-3}$ .



Рис. 7: Пример зависимости вероятности ошибок в ЦВЧ канале от ОСШ

Для обеспечения высокой надежности ЦВЧ канала с коэффициентом готовности не менее 0.99-0.995, требуемого в РЗА, необходим запас по затуханию порядка 11-12 дБ, что требует изменения существующей методики проектирования ЦВЧ каналов в [2].

Таким образом, при построении систем РЗА с использованием ЦВЧ каналов необходимо учитывать

- ограничения по скорости передачи данных и задержку;
- отказ каналов из-за увеличения затухания ВЧ трактов при КЗ на ЛЭП и прерывание передачи данных в следствие воздействия больших импульсных помех.

## **5 ЦИФРОВЫЕ ВЧ КАНАЛЫ В ПЕРСПЕКТИВНЫХ СИСТЕМАХ РЗА**

Перспективные системы РЗА требуют наличия высокоскоростных каналов для передачи IP/Ethernet трафика, например, СМПП – данных с устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) в диспетчерские центры, WAMPAC – данных УСВИ и управляющих воздействий, цифровые ПС – GOOSE сообщений между ними.

Очевидно, что передача GOOSE сообщений по ЦВЧ каналам нереализуема из-за их отказов при КЗ на ЛЭП, т.е. тогда, когда требуется передача управляющих воздействий.

Требования к быстродействию использующих УСВИ систем без привязки к типу канала связи приведены в таблице 2.

<b>Режим работы УСВИ</b>	<b>Система</b>	<b>Приложение</b>	<b>Быстродействие</b>
On-line	Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ)	Расчетные задачи	Не регламентируется
Off-line		Советчик технолога	< 5 с
	Система автоматического управления (САУ)	Режимная автоматика	< 1 с
Противоаварийная автоматика		<< 1 с (20-100 мс)	

**Табл. 2:** Требования к быстродействию функционирования систем по данным ОАО «СО ЕЭС»

Данные с одного УСВИ согласно С37.118.2-2011 передаются пакетами размером 38 байт при использовании формата данных с плавающей запятой или 28 байт при формате данных с фиксированной точкой. Если не используются технологии сжатия заголовков UDP/IP, то по ЦВЧ каналу дополнительно передаются IP заголовок в 20 байт и UDP заголовок в 8 байт. Для передачи данных одного УСВИ с частотой 50 Гц требуется скорость ЦВЧ канала не менее 26.4 кбит/с в формате с плавающей запятой (информационная скорость без UDP/IP – 15.2 кбит/с) и 22.4 кбит/с в формате с фиксированной точкой (информационная скорость – 11.2 кбит/с).

ЦВЧ каналы с полосой более 16-20 кГц могут обеспечить требуемые скорости и задержки (при отсутствии переприемов по цифровым интерфейсам). Но прерывания ЦВЧ каналов (например, работа разъединителей может прервать канал на время более 10 секунд), ошибки при разрядах молнии и работе выключателей, отказ при КЗ на ЛЭП делают крайне затруднительным их использование в быстродействующих on-line системах РЗА.

В то же время не существует неустранимых ограничений для использования ЦВЧ каналов в off-line системах РЗА, например, в СМПП для скачивания архивов данных УСВИ с серверов по ftp для аналитических и расчетных приложений.

## **6 ВЧ КАНАЛЫ И ЦСПИ**

Широкое распространение в технологических и корпоративных системах электроэнергетики получили системы с использованием цифровых каналов как по выделенным оптическим волокнам (ОВ) в ВОК, так и по ЦСПИ. При этом в ЦСПИ могут использоваться различные технологии: Synchronous Digital Hierarchy (SDH), Plesiochronous Digital Hierarchy (PDH), Multi-protocol Label Switching (MPLS) и т.д.. ЦСПИ по ВОК так же как и ВЧ каналы имеют свои особенности. В таблице 3 приведено их сравнение.

Следует отметить, что у существующих систем РЗА, использующих ВЧ каналы, есть некоторые преимущества. Например, при падении опоры ЛЭП и нарушении цифрового канала из-за обрыва ВОК в грозотросе ДЗЛ полностью блокируется, в то время как ДФЗ при повреждении ВЧ канала не отказывает в действии.

ВЧ каналы по ЛЭП	ЦСПИ по ВОК
+ Область использования в РЗА: ДФЗ, НЗ с ВЧБ, УПАСК для КСЗ с ТУ и ТО и систем ПА	+ Область использования в РЗА: ДЗЛ, НЗ с передачей блокирующих сигналов, УПАСК для КСЗ с ТУ и ТО и систем ПА
+ Большая протяженность без ретрансляторов	- Ограниченная протяженность без ретрансляции (за разумную стоимость)
+ Быстрое устранение неисправностей ЛЭП	- Иногда неопределенно большое время устранения неисправностей ВОК
- Влияние электромагнитных помех на прием сигналов (удары молнии и т.д.)	+ Устойчивость к электромагнитным помехам
+ Использование существующей надежной среды распространения сигналов	- Потребность в дополнительных инвестициях для прокладки ВОК
- Небольшое число каналов и ограниченная пропускная способность	+ Большое число каналов и высокая скорость передачи данных
- Большая задержка в каналах	+ Небольшая задержка в каналах
+ Высокая информационная безопасность на уровне каналов и при отсутствии реализации удаленного доступа на уровне оборудования и системы	- Низкая информационная безопасность, как на уровне каналов, так и оборудования, системы и систем управления

Табл. 3: Сравнение ВЧ каналов и ЦСПИ по ВОК

Очевидно, что совместное использование ВЧ каналов и каналов по ЦСПИ в РЗА позволяет нивелировать их минусы, например, как это показано на рис. 8 для защиты ЛЭП.

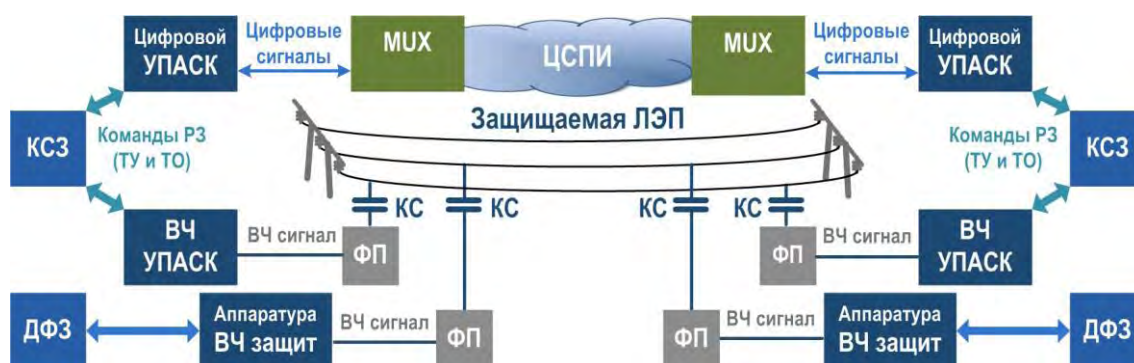


Рис. 8: Резервирование защит ЛЭП

При этом достигается крайне высокая надежность за счет

- резервирования защит ЛЭП;
- резервирования каналобразующего оборудования РЗА;
- резервирования среды распространения сигналов.

Если в приведенной схеме вместо ДФЗ использовать ДЗЛ по ЦСПИ, то для того, чтобы приблизиться к той же надежности, необходимо использовать два мультиплексора и ВОК, что значительно увеличит стоимость. Кроме того, защита ЛЭП будет более зависима от ЦСПИ, в которой актуальными являются вопросы обеспечения информационной безопасности, и работа которой подвержена влиянию случайного человеческого фактора. Поэтому актуальной является реализация схемы, приведенной на рис. 8, в рамках концепции цифровой ПС.

## 7 ВЧ КАНАЛЫ В ПЕРСПЕКТИВНЫХ СИСТЕМАХ РЗА

Использование ЦВЧ каналов для быстродействующих перспективных систем РЗА невозможно или крайне затруднительно. Поэтому необходим другой подход, состоящий в использовании традиционных принципов передачи ВЧ сигналов систем РЗА.

Для передачи GOOSE сообщений между объектами нет необходимости передавать само GOOSE сообщение в цифровом виде. Для этого достаточно в УПАСК преобразовать его



информационную часть в кодируемые ВЧ сигналы в передатчике и обратно в GOOSE сообщение в приемнике (рис. 9). Данный подход позволяет организовывать передачу управляющих воздействий между существующими и цифровыми ПС, когда на одной стороне в УПАСК используются дискретные входы/выходы, а на другой – Ethernet порт. При этом может быть использована традиционная методика проектирования ВЧ каналов.

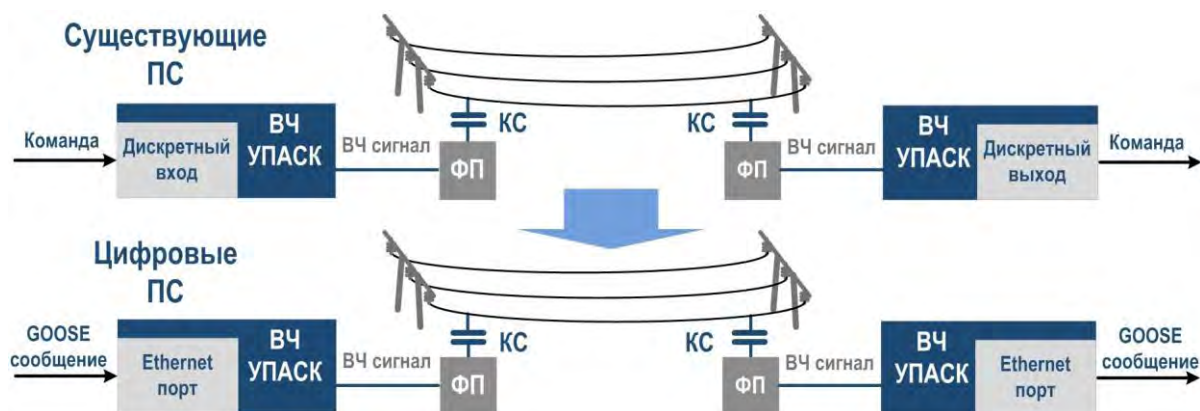


Рис. 9: Передача GOOSE сообщений по ВЧ каналу

Как ранее упоминалось, для корректной работы ДФЗ необходима точная манипуляция ВЧ сигнала при переходе тока промышленной частоты через ноль (рис. 2). На существующих ПС манипуляция производится сигналами с выходов аналоговых токовых трансформаторов, которые практически мгновенно поступают на вход манипуляции ВЧ аппаратуры. В цифровых ПС выходами токовых трансформаторов являются SV (отсчеты токов) с частотой дискретизации 4 кГц, что позволяет без использования интерполяции обеспечить точность манипуляции 250 мкс. Но при передаче SV по стационарной Ethernet сети возникает джиттер, величина которого зависит от топологии сети, используемого оборудования и загрузки сети. Для корректной манипуляции ВЧ сигнала, и соответственно корректного последующего сравнения фаз, необходима установка буфера для компенсации джиттера стационарной сети. Задержки, вносимые стационарной шиной и буферами компенсации джиттера должны быть одинаковы на обеих ПС, т.е. оба буфера должны быть синхронизированы, что невозможно обеспечить без меток времени от единого источника синхронизации. В любом случае, быстродействие ДФЗ на цифровых ПС будет хуже, чем на существующих, из-за задержки манипуляции ВЧ сигнала.

## 8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ЦВЧ каналы имеют крайне ограниченную область применения в перспективных on-line системах РЗА из-за невозможности обеспечения в них требуемой надежности. В off-line системах РЗА неустранимых ограничений для использования ЦВЧ каналов нет. Использование традиционных ВЧ каналов и аналоговых ВЧ сигналов актуально как в существующих, так и в перспективных системах РЗА.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] СТО 56947007-33.060.40.052-2010. Методические указания по расчету параметров и выбору схем высокочастотных трактов по линиям электропередачи 35-750 кВ переменного тока.
- [2] СТО 56947007-33.060.40.045-2010. Руководящие указания по выбору частот высокочастотных каналов по линиям электропередачи 35, 110, 220, 330, 500 и 750 кВ.
- [3] IEC 62488-1. Power line communication systems for power utility applications – Part 1: Planning of analogue and digital power line carrier systems operating over EHV/HV/MV electricity grids.





### С.1.3-5. Высоконадежные каналы по цифровым сетям связи для существующих и перспективных систем РЗА

**В.А. Харламов, А.Х. Хасанов**  
**ООО «Юнител Инжиниринг»**  
**Россия**  
[V.Harlamov@uni-eng.ru](mailto:V.Harlamov@uni-eng.ru)

#### КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Цифровые системы передачи информации, SDH, PDH, Ethernet, IP, резервирование, СМНР, WAMPAC, PRP, MPLS

#### 1 ВВЕДЕНИЕ

В существующих системах РЗА цифровые каналы используются для устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) и дифференциальных защит линий (ДЗЛ). Их можно организовать как по выделенным оптическим волокнам (ОВ) в волоконно-оптических кабелях (ВОК), так и по цифровым системам передачи информации (ЦСПИ). Сложность использования только выделенных ОВ, что с технической точки зрения наиболее предпочтительное решение в силу его относительной простоты и надежности, состоит в следующем:

- ограничения на допустимую длину ВОК между устройствами без переприемов;
- лимитированное число ОВ в ВОК, замена существующих ВОК на ВОК с большим числом ОВ или прокладка дополнительных ВОК только для каналов РЗА не всегда экономически оправдана, в том числе из-за технических сложностей;
- при необходимости резервирования часто сложно найти две географически разнесенные трассы ВОК допустимой длины даже для коротких ЛЭП, резервирование по географически не разнесенным ВОК практически теряет смысл.

Как следствие, для организации каналов РЗА используют ЦСПИ, большинство из которых в российской электроэнергетике построены с использованием технологий Synchronous Digital Hierarchy (SDH) и Plesiochronous Digital Hierarchy (PDH) [1]. Оборудование РЗА подключается к мультиплексорам SDH/PDH по синхронным интерфейсам G.703.1, X.21, E1 и S37.94. К цифровым каналам существующих систем РЗА предъявляются требования по задержке, ее симметрии и т.д. [2]. В перспективных системах РЗА, например, системах мониторинга переходных режимов (СМНР), системах Wide Area Monitoring, Protection and Control (WAMPAC), цифровых подстанциях, цифровые каналы необходимы для передачи IP/Ethernet трафика. При этом крайне важным является обеспечение не только требуемой пропускной способности, но и высокой надежности каналов РЗА по ЦСПИ.

#### 2 СЕТИ SDH/PDH

В мультиплексорах сетей SDH/PDH осуществляется инкапсуляция данных с интерфейсов пользователей в виртуальные контейнеры определенного объема, которые непрерывно передаются друг за другом [1], что обеспечивает надежную передачу данных с малой детерминированной задержкой и без какого-либо взаимного влияния между разными каналами.

Оборудование сетей SDH/PDH поддерживает традиционно используемые в электроэнергетике протоколы и интерфейсы. Например, низкочастотные каналы для телефонии реализованы на базе импульсно-кодовой модуляции (ИКМ) [1], что делает возможным подключение оборудования с сигнализацией аппаратуры дальней связи электроэнергетики (АДАСЭ) и модемов телемеханики (ТМ) с частотной манипуляцией (ЧМ) для передачи данных по протоколам ТМ-800, ГРАНИТ и др..

В мультиплексах SDH/PDH пакетный трафик с помощью стандартизированной технологии Ethernet over SDH (EoS) [1] инкапсулируется в отдельные виртуальные контейнеры, что обеспечивает его полную изоляцию от всех других каналов и гарантирует заданную пропускную способность. При этом могут быть организованы различные схемы каналов. Например, как показано на рис.1, для Приложения 1 с интерфейсами Fast Ethernet (FE) или Gigabit Ethernet (GbE) организован полностью изолированный от всех других каналов Ethernet с гарантированной пропускной способностью. Таким образом, сети SDH/PDH позволяют не только полностью изолировать корпоративный и технологический пакетные трафики, но и при необходимости в технологической зоне реализовать отдельные независимые каналы с гарантированной пропускной способностью для разных технологических систем.

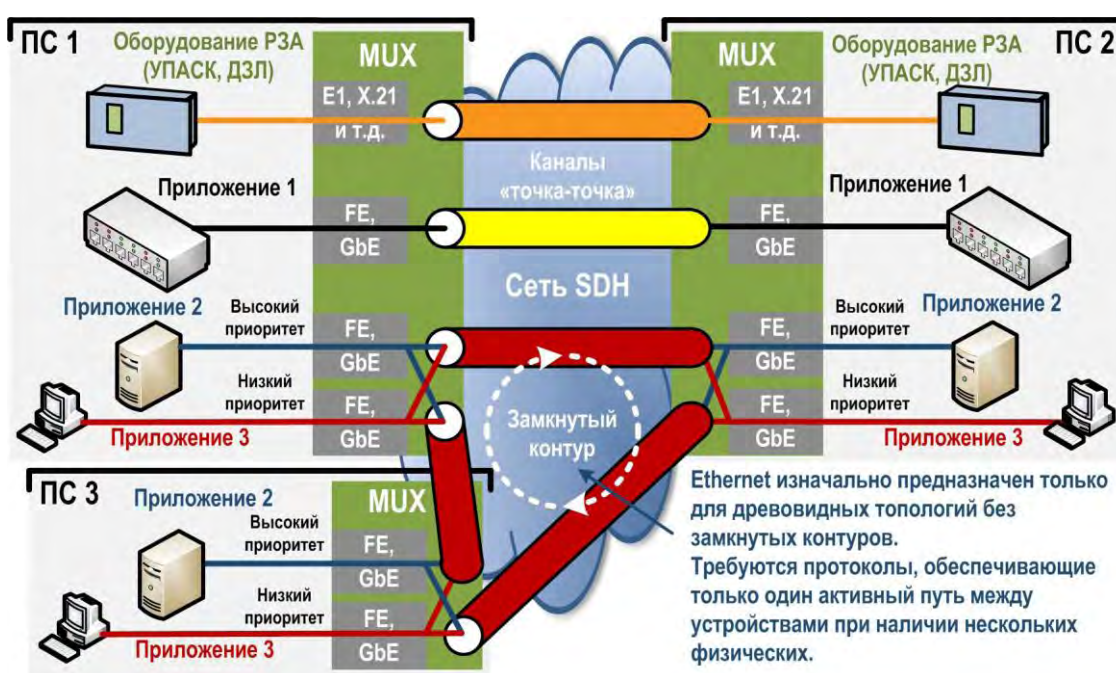


Рис. 1: Каналы для существующих систем РЗА и Ethernet каналы в сетях SDH/PDH

Пакетный трафик часто неравномерно распределен по времени и имеет пульсирующий характер. При этом неэффективно выделять для одного приложения, особенно с малой активностью, отдельный канал, т.к. большую часть времени он будет «простаивать». В данном случае несколько приложений могут использовать один канал со множественным доступом, например, как Приложение 2 и Приложение 3 на рис.1. Здесь между тремя мультиплексорами организованы общие каналы Ethernet для высокоприоритетного Приложения 2 и низкоприоритетного Приложения 3, а не полностью изолированные, как для Приложения 1. Следует отметить, что изначально протокол Ethernet предназначен только для древовидных топологий сетей и не предполагает замкнутых контуров, пример чего показан на рис.1. Для их исключения используют протоколы, обеспечивающие только один активный путь между устройствами при наличии нескольких физических. В канале со множественным доступом между разными пользователями всегда есть взаимное влияние. Если высокоприоритетный трафик займет всю полосу канала, то низкоприоритетный передаваться не будет. Низкоприоритетный трафик также будет оказывать влияние на передачу высокоприоритетного, например, вносить дополнительную задержку и увеличивать джиттер.

Резервирование – один из способов повышения надежности цифровых каналов. При отказе линии связи между мультиплексорами сети SDH/PDH в зависимости от ее масштаба и топологии обеспечивается переключение каналов на резервные пути за время до 50 мс (рис. 2), что недопустимо много для ряда существующих систем РЗА. Такие прерывания незначительно повлияют на общий коэффициент готовности канала, но отказы линий связи могут быть коррелированы с аварийными ситуациями в энергосистемах. Поэтому при резервировании синхронных каналов РЗА в них используются статические (фиксированные) пути через разные линии связи (рис. 3). При отказе одного из путей работа устройств РЗА продолжается по другому и не зависит от переключений в сети.



Рис. 2: Собственные механизмы резервирования сетей SDH/PDH

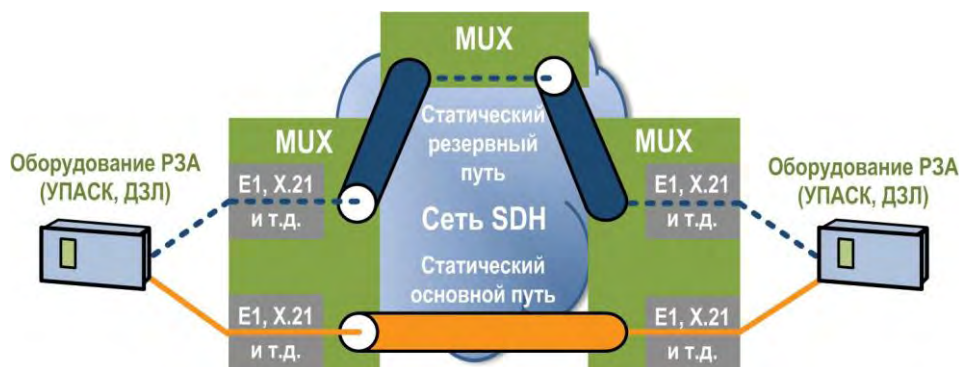


Рис. 3: Резервирование синхронных каналов РЗА по статическим путям в сетях SDH/PDH

Существует два варианта резервирования работы устройств РЗА по статическим путям:

- устройства РЗА работают по основному каналу и при его отказе за время меньше, чем обеспечивают механизмы резервирования сетей SDH/PDH, переключаются на резервный;
- устройства РЗА параллельно передают данные по основному и резервному каналам и параллельно принимают их, при отказе одного из путей работа непрерывно продолжается по другому, что обеспечивает бесшовное резервирование с нулевым временем переключения.

В перспективных системах РЗА бесшовное резервирование Ethernet каналов по ЦСПИ более актуально, чем синхронных каналов в существующих системах. В существующих системах РЗА возможно резервирование с использованием высокочастотных (ВЧ) каналов (например, установка двух УПАСК: один работает по ВЧ каналу, другой по ЦСПИ). В ряде перспективных систем такой возможности нет, т.к. использование в них цифровых ВЧ каналов крайне затруднительно.

Для бесшовного резервирования Ethernet каналов в сетях SDH/PDH необходимы специальные протоколы, что описано ниже.

### 3 СЕТИ IP/ETHERNET

Использование сетей на базе коммутаторов Ethernet и маршрутизаторов IP/Ethernet для каналов РЗА ограничено сложностями организации в них основного и резервного каналов по



статическим путям с заданными стабильными задержками и пропускными способностями. Как ранее уже отмечалось, сама природа протокола Ethernet не предполагает наличия замкнутых контуров в сети, тем самым запрещая построение резервных каналов. Классический подход для разрешения данного противоречия – использование специальных протоколов, которые обеспечивают наличие только одного активного пути между устройствами при физическом наличии нескольких. Так Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP) основан на мониторинге линий связи в сетях с произвольной топологией, обнаружении их неисправности и в случае нарушения активного пути переключении на один из доступных резервных путей [1]. При этом время переключения с одного пути на другой составляет порядка 1 с и более, что неприемлемо для РЗА. При использовании RSTP в кольцевых топологиях достигается время переключения порядка 100 мс, что также недопустимо много. Для кольцевых топологий был разработан Media Redundancy Protocol (MRP) [3], который позволяет обеспечить время переключения 10...200 мс в зависимости от числа коммутаторов, но обеспечение требуемого бесшовного резервирования с нулевым временем переключения с активного пути на резервный для него не достижимо.

Используемые в сетях IP/Ethernet протоколы маршрутизации более высокого уровня, например, Routing Information Protocol (RIP) или более совершенный Open Short Path First (OSPF) имеют еще большее время сходимости при выборе нового пути даже по сравнению с RSTP (десятки секунд в зависимости от топологии и масштаба сети) [1].

Для обеспечения бесшовного резервирования необходим другой подход, реализованный в Parallel Redundancy Protocol (PRP) и High-availability Seamless Redundancy (HSR) [4], которые используют не один активный путь, а два. Основа данного подхода – отправитель посылает одновременно пакетные данные по двум активным путям, а получатель с помощью протокола резервирования принимает первый пришедший пакет и отклоняет второй. Такой подход позволяет обеспечить практически нулевое время восстановления при отказе одного из активных путей, если задержка в них примерно одинакова. PRP использует две параллельные независимые сети с произвольной топологией. В случае отказа пути в одной из сетей данные будут передаваться по другой. HSR предназначен только для кольцевых топологий. В нем данные параллельно отправляются в двух направлениях по и против часовой стрелки, организуя по кольцу два активных пути. В случае обрыва кольца в одном месте, данные до получателя будут приходить по оставшемуся работоспособному активному пути.

Следует отметить, что все указанные выше протоколы не могут обеспечить гарантированные пропускные способности каналов, что необходимо для РЗА.

В тоже время с использованием PRP и EoS в сетях SDH/PDH можно организовать полностью изолированные от других Ethernet каналы для систем РЗА с гарантированной пропускной способностью и бесшовным резервированием по статическим путям (рис. 4).

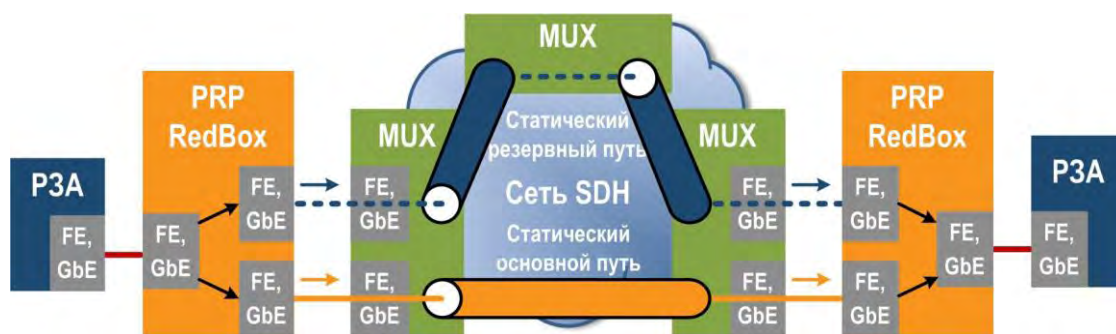


Рис. 4: Канал Ethernet с бесшовным резервированием по статическим маршрутам в сети SDH/PDH с использованием PRP RedBox

Устройство резервирования PRP Redundancy Box (RedBox) обеспечивает реализацию Ethernet канала с бесшовным резервированием по статическим основному и резервному путям в сети SDH/PDH. В данном случае PRP использует не две отдельные независимые сети Ethernet, а два изолированных Ethernet канала в сети SDH/PDH по статическим путям с гарантированными пропускными способностями. В настоящее время наблюдается тенденция реализации PRP в новом оборудовании РЗА.

#### 4 ПЕРЕХОД К ТЕХНОЛОГИЯМ ПАКЕТНОЙ КОММУТАЦИИ

На данный момент времени организация передачи пакетного трафика и других данных по сетям SDH/PDH удовлетворяет потребностям электроэнергетики и позволяет организовывать высоконадежные каналы как для существующих, так и перспективных систем РЗА. С развитием активно-адаптивных сетей, в том числе и с возобновляемой распределенной генерацией, доля пакетных данных в ЦСПИ электроэнергетики будет возрастать. Возможно, что при этом эффективность использования потенциально доступной пропускной способности сетей SDH/PDH будет падать и возникнет необходимость поиска решений на базе других технологий. Объективных исследований данного вопроса применительно к существующим и перспективным системам электроэнергетики с учетом их специфики в настоящее время нет.

Но уже сегодня для электроэнергетики предлагаются решения на базе используемых у операторов связи технологий пакетной коммутации. Иногда позиционируется, что каналы для всех систем электроэнергетики, включая РЗА, станут лучше и эффективней, чем в сетях SDH/PDH. Аргументация такова – если у операторов связи лучше и эффективнее, то так должно быть и в любых технологических системах. При этом совершенно не учитываются

- требования по надежности каналов (прерывание некоторых сервисов для пользователей сетей операторов связи на секунды и даже десятки секунд не очень критично);
- требования к задержке в каналах РЗА, ее стабильности и ее симметрии [2];
- цикл реконструкции объектов в электроэнергетике значительно превышает время жизни устройств абонентов операторов связи, что приводит к необходимости поддержки традиционно используемых интерфейсов и протоколов в уже эксплуатируемом оборудовании и системах (например, в отличие от ИКМ технология Voice over IP (VoIP) не поддерживает передачу сигналов АДАСЭ и модемов с ЧМ);
- проблемы обеспечения информационной безопасности (ИБ);
- неопределенность границ применения различных технологий и протоколов пакетной коммутации при организации каналов технологической зоны;
- отсутствие принципов построения каналов РЗА по сетям с пакетной коммутацией;
- отсутствие методик испытаний каналов, использующих различные технологии и протоколы пакетной коммутации, как каналов технологической зоны (например, в отличие от сетей SDH/PDH, где взаимное влияние между каналами отсутствует, здесь необходимо проверять работу высокоприоритетных каналов с высокими требованиями к надежности при штормовых нагрузках в сети);
- неготовность энергопредприятий, в том числе служб РЗА, к эксплуатации решений на базе новых технологий (отсутствие подготовленного персонала, приборов и т.д.).

#### 5 МУЛЬТИПЛЕКСОРЫ С ГИБРИДНОЙ СИСТЕМНОЙ ПЛАТОЙ

Организация каналов РЗА при передаче большого объема пакетного трафика может быть реализована с использованием мультиплексоров с гибридной системной платой (рис. 5) с двумя шинами: TDM и Ethernet, например, MileGate/FOX615 компании KEYMILE/ABB, BroadGate компании ECI и т.д.. Данное устройство представляет собой SDH/PDH мультиплексор (шина TDM) и Ethernet/IP коммутатор/маршрутизатор (шина Ethernet) с функцией межсетевого обмена. Соответственно пакетный трафик передается через шину Ethernet, а данные синхронных интерфейсов через шину TDM.

Недостатки данного решения:

- увеличение затрат на инфраструктуру: или удвоение числа ОВ в ВОК между объектами, или использование технологии Wave Division Multiplexing (WDM), или установка оборудования Optical Transport Network (OTN);
- по сравнению с построением отдельных сетей SDH/PDH и сетей с пакетной коммутацией:
  - ограниченная функциональность,
  - увеличение себестоимости в ряде проектов,
  - меньшая надежность и безопасность.



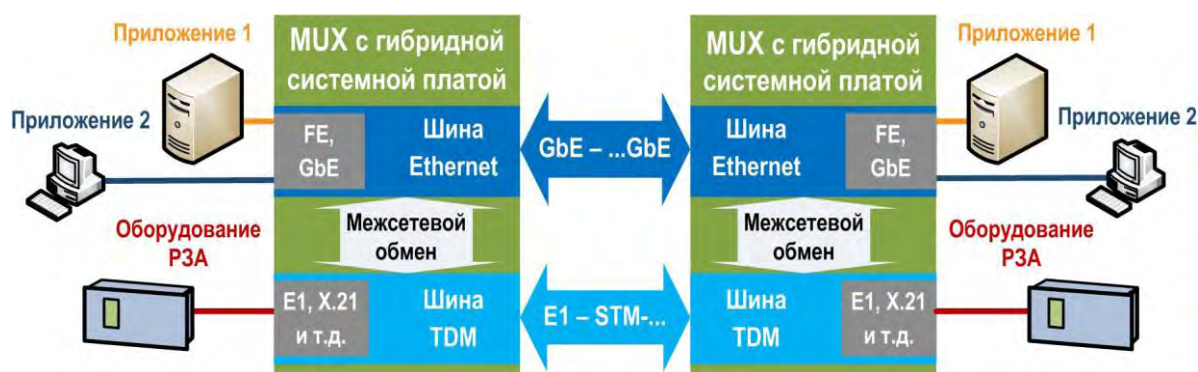


Рис. 5: Мультиплексор с гибридной системной платой

Операторы связи рассматривают данное решение как промежуточное при миграции от SDH/PDH к технологиям пакетной коммутации, экономические и технические перспективы которого крайне сомнительны.

## 6 СЕТИ MPLS

Технологии пакетной коммутации на базе Multi-protocol Label Switching (MPLS) [1] считаются рядом специалистов в области телекоммуникаций одними из самых перспективных и позволяют обеспечить надежность каналов, приближающуюся к сетям SDH/PDH. Наряду с передачей Ethernet трафика маршрутизаторы MPLS поддерживают синхронные интерфейсы (G.703.1, X.21, E1, RS-232) и ИКМ в низкочастотных каналах, что делает возможным их использование для уже эксплуатируемого оборудования с традиционными интерфейсами и протоколами. При отказах основных путей собственные механизмы резервирования сетей MPLS обеспечивают переключение на резервные за время до 50 мс. В них существует возможность организации основных и резервных каналов по статическим путям с потенциально гарантированной пропускной способностью (рис. 6).

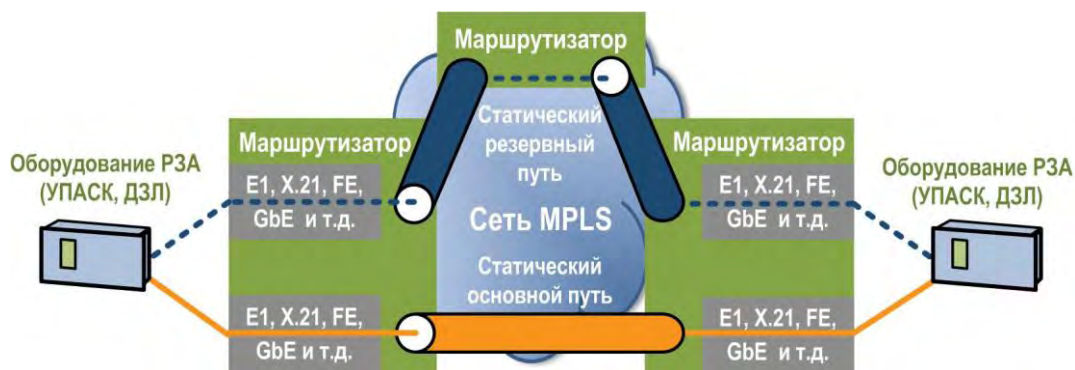


Рис. 6: Резервирование каналов по статическим путям в сети MPLS

С участием авторов проведены измерения задержек и их симметрии в каналах по сетям MPLS с электрическими интерфейсами E1, в том числе при штормовых нагрузках (рис.7). Результаты показали, что при соответствующих настройках маршрутизаторов MPLS величины задержек и их симметрия приемлемы как для УПАСК, так и ДЗЛ. Но следует отметить, что накладные расходы при реализации высоконадежных каналов с гарантированной полосой многократно превышают скорость передачи данных на интерфейсах пользователя. Это ставит вопрос об эффективности использования потенциально доступной пропускной способности в сетях MPLS, т.к. при большом числе каналов для существующих систем РЗА преимущества пакетной коммутации нивелируются.

Так же проведены испытания с реальной аппаратурой УПАСК и ДЗЛ (рис. 8). Испытания УПАСК с поддержкой бесшовного резервирования показали, что физическое прерывание одного из каналов не приводит к прерыванию постоянно передаваемых команд как при штормовой нагрузке, так и без нее. Испытания ДЗЛ с контролем дифференциального тока

подтвердили соответствие величины задержки, ее симметрии и стабильности требуемым значениям как при штормовой нагрузке, так и без нее. При прерывании одного из маршрутов работа терминалов ДЗЛ осуществлялась через другой.

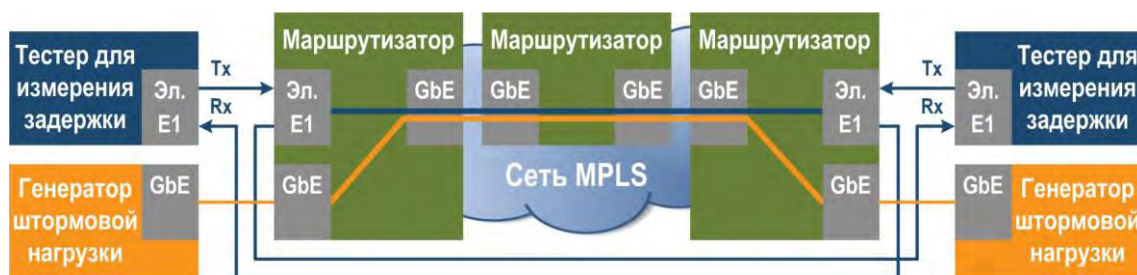


Рис. 7: Измерение задержек каналов E1 в сети MPLS в разных направлениях

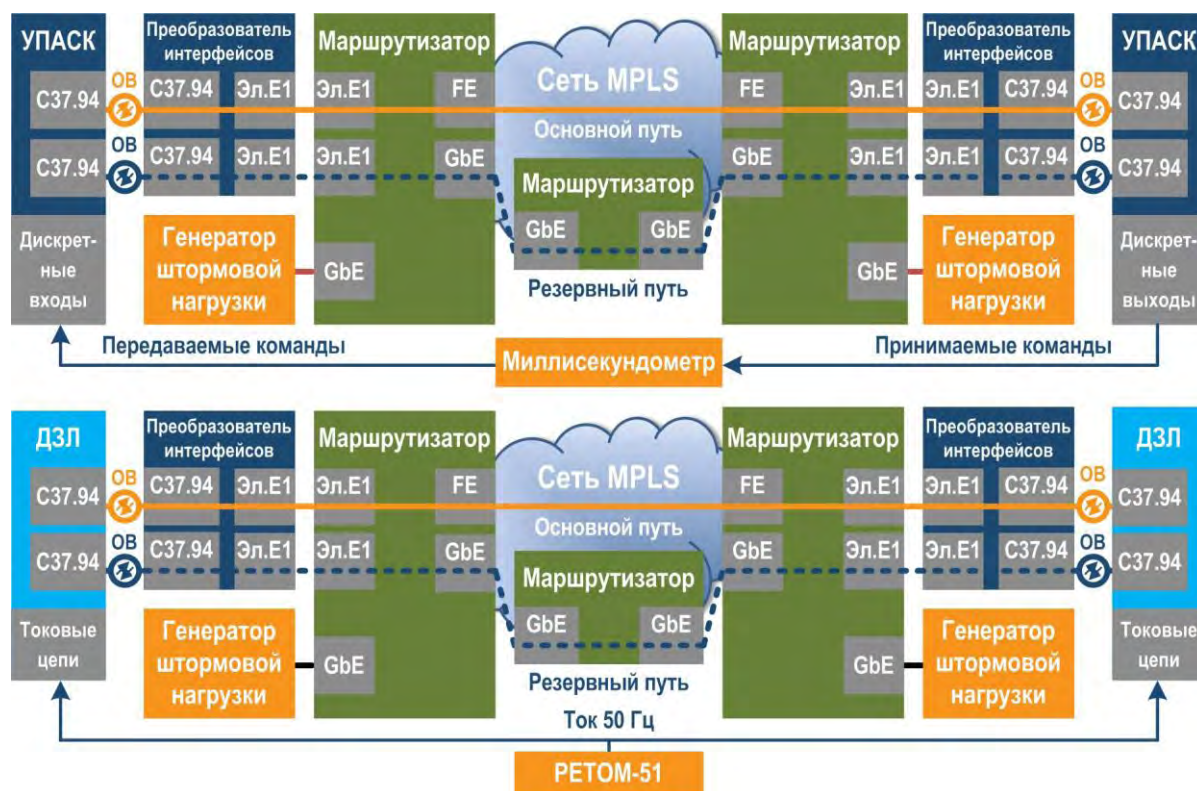


Рис. 8: Испытания УПАК и ДЗЛ в сети MPLS

Следует отметить, что альтернативой MPLS-ориентированным технологиям может служить технология пакетной коммутации Provider Backbone Bridge Traffic Engineering (PBB-TE) [5], которая так же позволяет обеспечить надежность каналов, приближающуюся к сетям SDH/PDH.

## 7 ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ЦИФРОВЫХ СЕТЕЙ

Проблемы обеспечения ИБ актуальны во всех цифровых сетях (SDH/PDH, IP/Ethernet, MPLS и т.д.) не зависимо от используемых в них технологий по следующим причинам:

- мультиплексоры, коммутаторы и маршрутизаторы построены с использованием операционных систем (ОС) Linux, Unix, QNX, pSOSystem и т.д. часто устаревших версий с известными уязвимостями;
- управляющее программное обеспечение (ПО) и системы управления сетями реализованы на базе ОС Windows или Linux/Unix;
- срок устранения уязвимостей часто более одного года, а иногда устранить их невозможно, например, из-за прекращения поддержки ОС их производителями;

- не исключена вероятность обнаружения новых уязвимостей.

Как следствие, как локально, так и удаленно, как немедленно, так и отложено могут быть поражены аппаратные и программные ядра сетевого оборудования, что может привести к отказу каналов или искажению передаваемой по ним информации.

Большинство поражений каналов в сетях SDH/PDH будет обнаружено практически сразу из-за потери или искажения передаваемых данных. В сетях с пакетной коммутацией поражение канала может быть обнаружено далеко не сразу. Например, несанкционированное изменение приоритета канала РЗА с высокого на низкий будет проявляться только при штормовых нагрузках в сети, что затруднит поиск причины его периодических отказов. Поэтому в сетях с пакетной коммутацией вопросы обеспечения ИБ приобретают особую актуальность.

## 8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Организация высоконадежных каналов для существующих и перспективных систем РЗА возможна как в сетях SDH/PDH, так и с пакетной коммутацией. Для практического использования сетей с пакетной коммутацией вместо SDH/PDH необходимы

- объективные исследования преимуществ и недостатков сетей на базе разных технологий пакетной коммутации по сравнению с SDH/PDH при учете специфики существующих и перспективных приложений в корпоративной и технологической зонах;
- испытания коммутаторов и маршрутизаторов, т.к. параметры каналов в них отличаются, причем даже у одного типа оборудования с разными версиями встроенного ПО (разными «прошивками»);
- выработка общих принципов построения в сетях с пакетной коммутацией каналов технологической зоны, в том числе для РЗА, и разработка методик их проверки;
- проверка коммутаторов и маршрутизаторов на отсутствие незадекларированных возможностей (использование только доверенного оборудования), без чего в принципе не возможно обеспечение ИБ каналов технологической зоны.

Без решения указанных вопросов с привлечением широкого круга специалистов, и не только в области телекоммуникаций, внедрение сетей с пакетной коммутацией вместо SDH/PDH несет много потенциальных рисков. Переход от широко используемой сегодня в электроэнергетике и хорошо зарекомендовавшей себя для построения высоконадежных каналов технологии SDH/PDH к технологиям пакетной коммутации на настоящий момент времени не является необходимым.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Олифер В.Г., Олифер Н.А. Компьютерные сети. Принципы, технологии, протоколы: Учебник для вузов. 4-е изд. – СПб.: Питер, 2010.
- [2] Харламов В.А. Реализация цифровых каналов технологической связи для РЗА и ПА // Воздушные линии. 2013. №2. С. 53-58.
- [3] IEC 62439-2 ed1.0: 2010. Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 2: Media Redundancy Protocol (MRP).
- [4] IEC 62439-3 ed2.0: 2012. Industrial communication networks – High availability automation networks – Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR).
- [5] 802.1Qay-2009 – IEEE Standard for Local and Metropolitan Area Networks – Virtual Bridged Local Area Networks – Amendment 10: Provider Backbone Bridge Traffic Engineering.



### **С.1.3-6. Возможные способы резервирования каналов связи для систем РЗА**

**Чирков Ю.Г., Чирков А.Г.**  
**ООО «Прософт-Системы»**  
**Россия**  
[chirkov@prosoftsystems.ru](mailto:chirkov@prosoftsystems.ru)

#### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

Релейная защита (РЗ). Противоаварийная автоматика (ПА). Высокочастотная (ВЧ) связь. Цифровые каналы связи. ВОЛС. Мультиплексированные каналы. Приемопередатчики для РЗ и ПА: дуплексные устройства передачи аварийных сигналов команд (УПАСК), ВЧ посты, специализированная аппаратура для организации дуплексных совмещенных ВЧ каналов РЗ с совместной передачей/приемом сигналов ВЧ защит и команд РЗ.

#### **1 ВВЕДЕНИЕ**

Произошедший в РЗА качественный переход на микропроцессорную базу и цифровую обработку сигналов не обошел также область связи. В настоящее время предоставляется много возможностей, ранее недоступных, для совершенствования существующего оборудования, а также создания новых устройств, для повышения надежности работы систем РЗА.

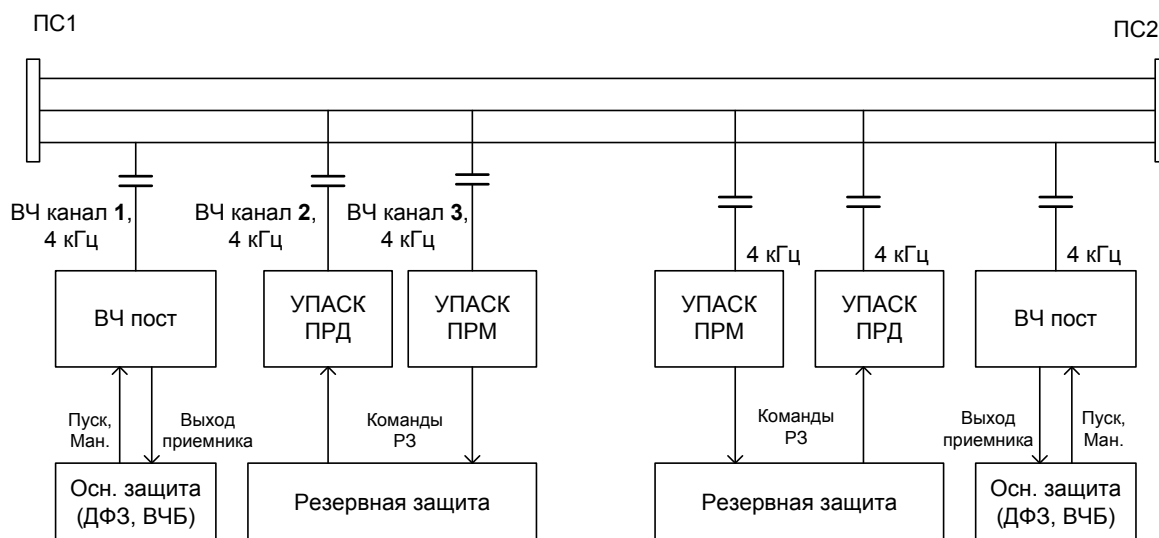
В данной публикации рассматриваются предложения по организации каналов РЗ и ПА по различным средам: ВЧ каналам, оптическим, мультиплексируемым. Данные решения, по мнению авторов, должны повысить надежность передачи сигналов, за счет дополнительного резервирования.

#### **2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ**

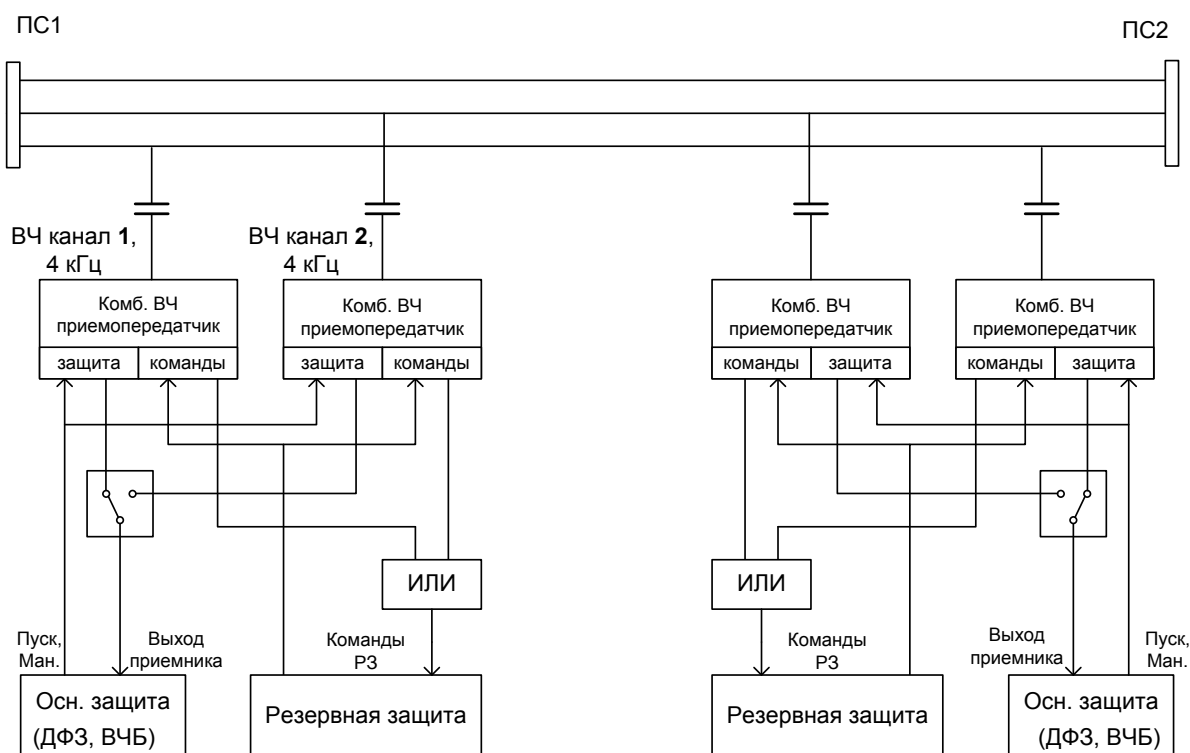
При использовании ВЧ каналов, предлагается следующий ряд решений, позволяющих организовывать резервированные каналы, с одновременным снижением количества единиц оборудования и диапазона используемых частот.

Первое основано на использовании комбинированных приемопередатчиков для организации совмещенных ВЧ каналов РЗ с совместной передачей/приемом сигналов ВЧ защит и команд РЗ, способной осуществлять передачу сигналов ВЧ защит, с одновременной дуплексной передачей до 4 команд, по ВЧ каналу шириной 4 кГц. В качестве данного устройства может быть использован, например АВАНТ РЗСК или аналогичный.

Предлагаемое решение заключается в том, что вместо традиционного решения (Фиг.1), предусматривающего использования 3-х каналов по 4 кГц каждый (1 ВЧ пост+2 УПАСК), может быть использовано 2 канала по 4 кГц, причем один канал может быть организован в полосе частот ВЧ поста, а другой – в полосе одного из УПАСК (Фиг.2).



Фиг. 1. Традиционное решение по организации ВЧ каналов РЗА на специализированной аппаратуре.

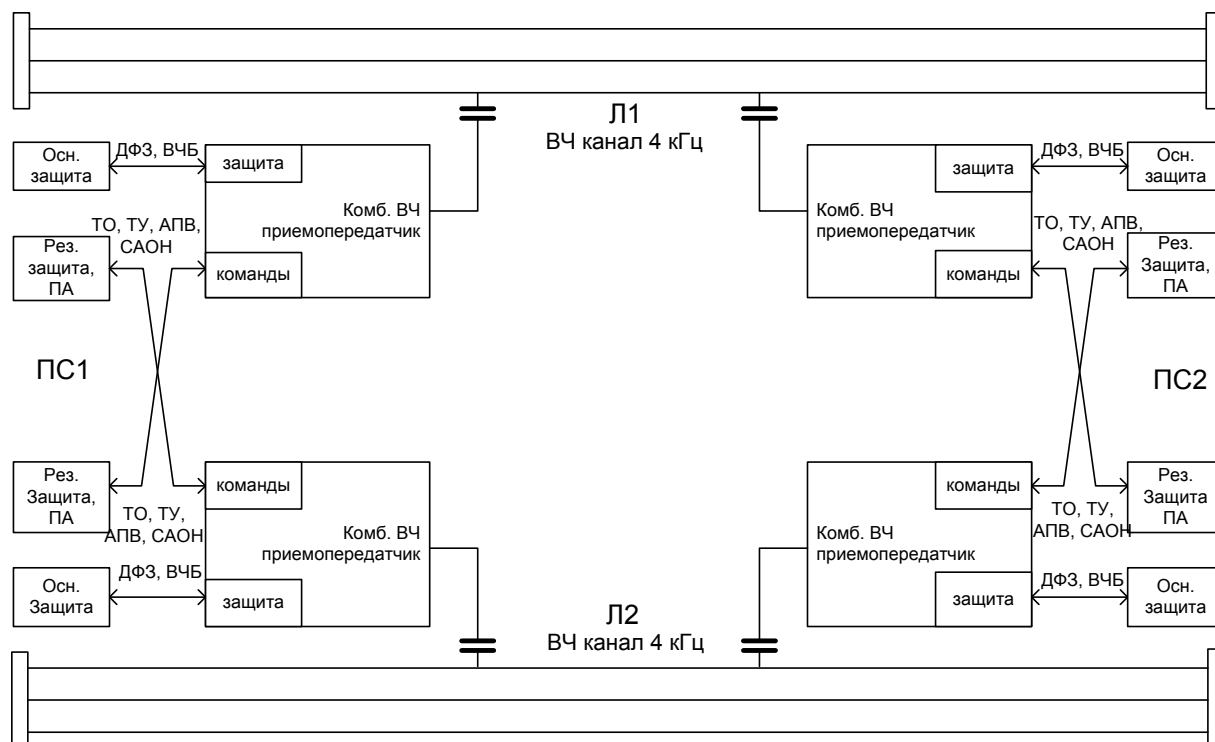


Фиг. 2. Решение по организации ВЧ каналов РЗА на комбинированном ВЧ приемопередатчике, с полным резервированием всех передаваемых сигналов

Второе решение, также на основе подобной аппаратуры – может применяться для построения каналов ВЧ связи РЗА для защиты двухцепных линий. Аппаратура, совмещающая передачу сигналов ВЧ защит с одновременной дуплексной передачей команд, позволяет организовать ВЧ каналы основных защит, по которым резервируется передача сигналов команд, например, резервной защиты либо других сигналов автоматики (Фиг.3). В результате

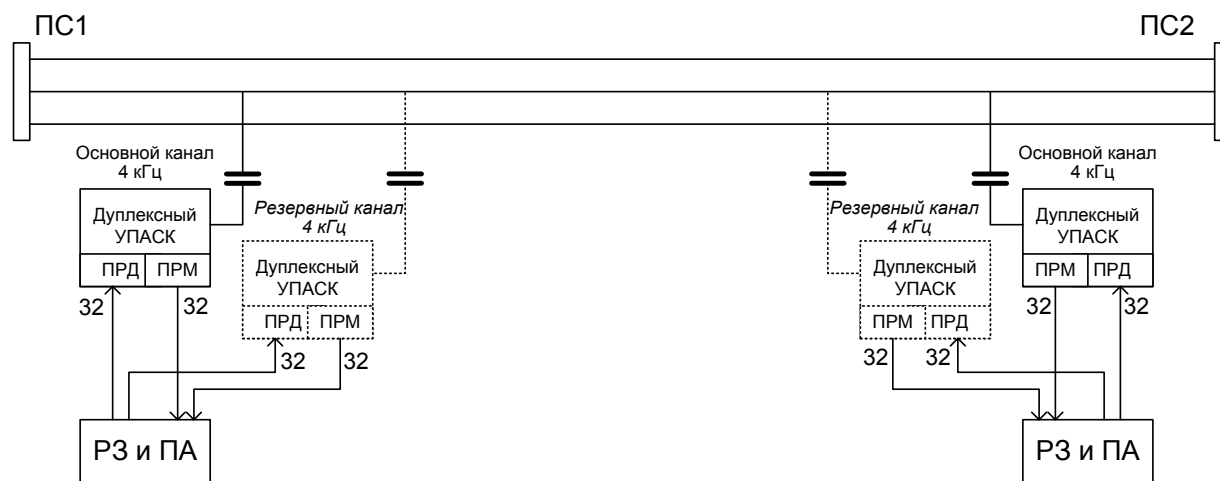


может быть достигнута существенная экономия единиц оборудования и выделенных частот (до трех раз).



Фиг. 3. Решение по организации ВЧ каналов РЗА на двухцепных линиях, с перекрестным резервированием передачи команд по параллельной линии.

Следующее решение касается организации каналов связи для передачи большого количества команд РЗ и ПА по ВЧ каналам с помощью дуплексной аппаратуры УПАСК, позволяющей передавать до 32 команд РЗ и ПА в каждом направлении, со смежным расположением полос, с общей шириной 4 кГц (2 кГц в каждом направлении). Данное решение позволяет освободить одну полосу частот шириной 4 кГц, которую можно использовать для резервирования команд, либо организации дополнительных каналов связи.



Фиг. 4. Организация резервированной передачи команд РЗ и ПА по ВЧ каналам на дуплексных УПАСК.

Цифровые каналы связи в РЗ и ПА существенно увеличивает скорость передачи команд и их количество, в сравнении с высокочастотными каналами. Кроме того, возможность организации сложных конфигураций – кольцевых, радиальных маршрутов, а также их сочетания – дают дополнительную гибкость для УПАСК по доставке команд от места формирования к месту исполнения. Команды могут доставляться различными маршрутами, чем повышается надежность работы систем РЗА, в случае выхода из строя отдельных элементов оборудования связи.

Приводятся результаты исследований по организации мультиплексированных каналов передачи команд РЗ и ПА с резервированием, на УПАСК, работающим в соответствии с протоколом С37.94, совместно с мультиплексорами различных типов и производителей.

Были построены различные схемы конфигураций каналов связи, получены оптимальные технические решения по соединению УПАСК и мультиплексоров, измерены временные характеристики прохождения команд по маршрутам различной протяженности – с малым и большим числом транзитов. Время доставки команд, в зависимости от протяженности маршрута, составило от 7 до 9 мс.

При этом проработаны решения по организации сложных маршрутов с кольцевой, радиальной и смешанной конфигурациями каналов связи. Для реализации маршрутов типа «точка-многоточка», с применением интерфейсов С37.94, являющимся по определению соединением типа «точка-точка», т.е. имеющего только один адрес назначения от пункта отправления, требуется дополнительная маршрутизация. Она может быть выполнена на самом УПАСКе, причем время, затраченное на переназначение той или иной команды, увеличивается незначительно.

### 3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким же образом могут быть построены каналы связи по выделенному волокну, а на УПАСКе, помимо функций передачи и приема команд по ВОЛС, возлагаются функции маршрутизации для реализации схем доставки команд в соответствии с требованиями, заложенными при проектировании.

Большинство решений, описанных в настоящей публикации, прошли апробацию на ряде предприятий электроэнергетики РФ, и могут быть использованы при модернизации существующих и проектировании новых энергообъектов.



### S.1.3-7. Research and Application of Digital Generator Protection Based on Fibre Optical CT

**J. CHEN, G. WANG, K. WANG, X. ZHAO**  
NR Electric Co., Ltd.  
China  
[chenj@nrec.com](mailto:chenj@nrec.com)

#### KEYWORDS

Fibre Optical Current Transformer (FOCT), Phase-segregated Transverse Differential Protection

#### 1 INTRODUCTION

Stator winding inter-turn short circuit protection is essential for large generator. Phase-segregated transverse differential protection is an ideal scheme against that fault. Unfortunately, for most of steam turbine generators and some of hydro turbine generators, there is no room at neutral point for installing conventional electromagnetic current transformer (CT) on each group of winding branches of each phase to facilitate phase-segregated transverse differential protection. To a steam turbine generator, only a dedicated voltage transformer (VT) for inter-turn short circuit protection can be installed and longitudinal zero sequence voltage protection can be applied against the fault. As to a hydro turbine generator, only one dedicated CT for unit transverse differential protection can be installed at connecting point between the neutral points of two groups of three phase winding branches. In some inter-turn fault cases, The sensitivity and operating time of unit transverse differential protection and longitudinal zero sequence voltage protection may not be satisfactory for clearing the fault quickly and preventing the generator from damage. As an example, a generator of a hydropower plant in China Zhejiang province has been badly damaged after experiencing long-lasting stator winding inter-turn short circuit fault twice, although the unit transverse differential protection operated correctly.

New solution has to be explored. One solution is to find smaller CT appropriate for this application, such as fibre optical current transformer (FOCT).

#### 2 GENERATOR PROTECTION BASED ON FOCT

##### 2.1 Fibre Optical Current Transformer

Faraday magnetic optical effect is utilized by FOCT for current measuring, as shown in Figure 1. First, Non-polarized light is linearly polarized by polarizer; then the linearly polarized light passes through a magnetic optical material (fibre optic in this case) with its' polarization direction being regulated by the magnetic field and the rotation angle is in positive correlation with magnetic induction intensity; at last the rotation angle of polarized light is analyzed by analyzer, which is used to calculate the magnetic field intensity and then the current that generates the magnetic field <sup>[1-4]</sup>.

The space-saving sensor of FOCT, which is made of fibre optic cable, can be wounded around primary conductor in any shape. So it is a good solution for generator protection.

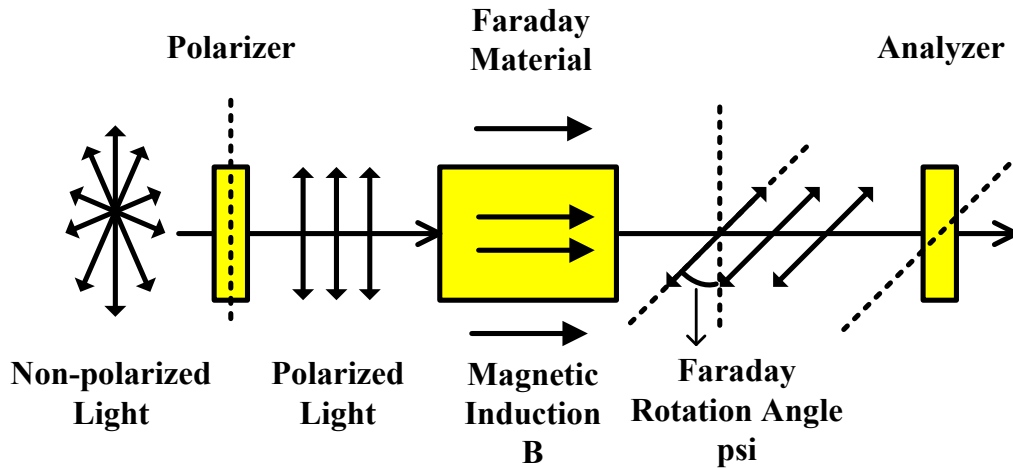


Figure 1: Sensing Principle of FOCT

## 2.2 Generator Protection Scheme Based on FOCT

A generator with two stator winding branches is shown in Figure 2 as an example. The sensor of FOCT, which is fibre optic cable actually, is wound around the conductor coming from each stator winding branch of each phase at neutral point of generator. The rest parts of FOCT, including non-polarized light source, polarizer and analyzer, together with signal processing circuit, are installed in so-called Merging Unit (MU). MU will process the received signal, and send the result (instant value of current) to generator protective relay via fibre optic communication channel according to IEC 61850-9-2. Besides, FOCT can also be installed at terminal of each phase.

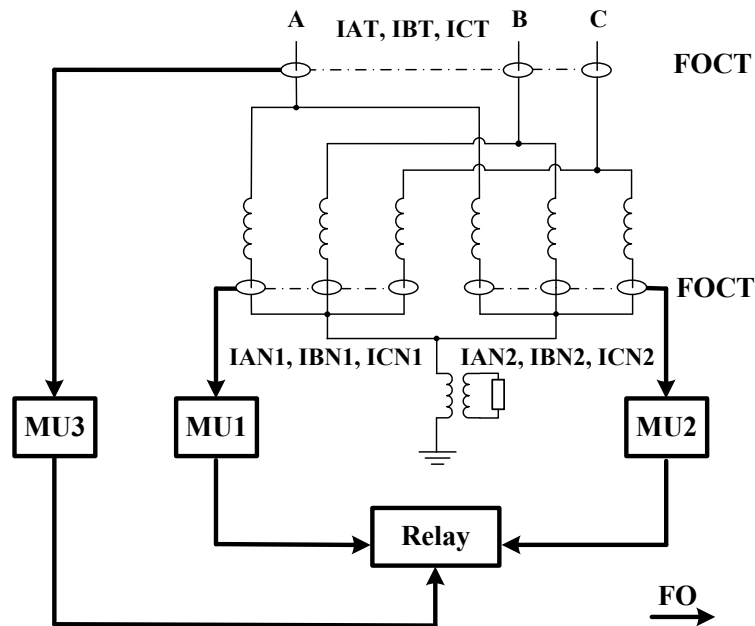


Figure 2: Generator protection scheme based on FOCT

The following protective functions can be realized based on the same current signals provided by FOCT:

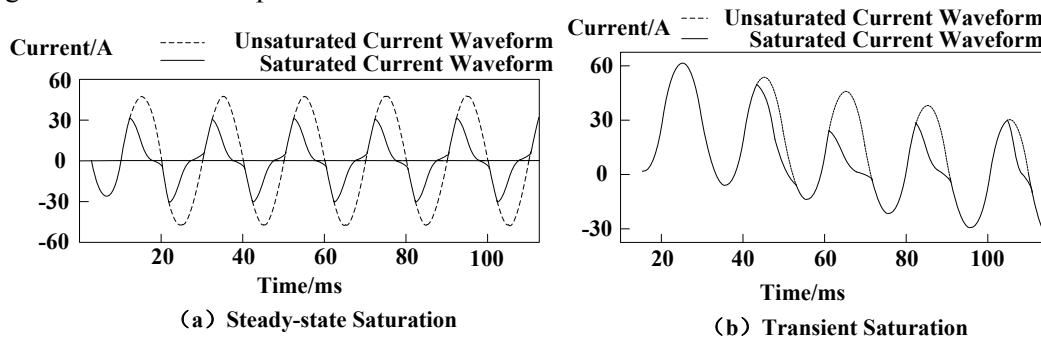
- Phase differential protection - comparing phase current at terminal with that at neutral point ( $I_{AT} \diamond I_{AN1} + I_{AN2}$ ,  $I_{BT} \diamond I_{BN1} + I_{BN2}$ ,  $I_{CT} \diamond I_{CN1} + I_{CN2}$ ).
- Partial differential protection - comparing phase current at terminal with current of one branch of the same phase at neutral point ( $I_{AT} \diamond 2 * I_{AN1}$ ,  $I_{AT} \diamond 2 * I_{AN2}$ ,  $I_{BT} \diamond 2 * I_{BN1}$ ,  $I_{BT} \diamond 2 * I_{BN2}$ ,  $I_{CT} \diamond 2 * I_{CN1}$ ,  $I_{CT} \diamond 2 * I_{CN2}$ ).

- Phase-segregated transverse differential protection - comparing current of one branch with that of the other one of the same phase at neutral point ( $I_{AN1} \diamond I_{AN2}$ ,  $I_{BN1} \diamond I_{BN2}$ ,  $I_{CN1} \diamond I_{CN2}$ ).
- Unit transverse differential protection - comparing summed current of one group of three-phase branches with 0 ( $I_{AN1} + I_{BN1} + I_{CN1} \diamond 0$ ,  $I_{AN2} + I_{BN2} + I_{CN2} \diamond 0$ ).

With all these functions available, the configuration of functions can be optimized based on quantitative calculation and analysis, and the overall performance of generator protection, including the sensitivity against stator winding inter-turn short circuit fault and stator winding branch open circuit fault, can be improved.

### 2.3 Operating Time of Phase Differential Protection based on FOCT

When an electromagnetic CT saturates, the current waveform at its secondary side will distort. Figure 3(a) shows the waveform under steady-state CT saturation caused by large steady-state symmetrical short current and Figure 3(b) shows the waveform under transient CT saturation caused by the decaying aperiodic component in short current and/or by CT remanence<sup>[5]</sup>. CT saturation will affect the performance of differential protection quite a lot, or even lead to misoperation or maloperation. A common practice to avoid these consequences is attaching CT saturation identification to differential protection logic. Various methods are invented, one is based on the feature that unsaturated period still exists in each cycle under CT saturation, another one uses the time difference between the instant that fault occurs and the instant that CT starts to saturate<sup>[6]</sup>, etc.. CT saturation identification is enabled all the time, increases the logic complexity, and prolongs the operating time of differential protection when internal fault occurs.



**Figure 3:** Current Waveform at Secondary Side of Conventional Electromagnetic CT

On the contrary, for a FOCT there is no saturation problem as there is no iron core in it. CT saturation identification can be disabled for a current differential protection device that connects to FOCT, thus the protection logic can be simplified and operating time can be shortened. A phase-phase fault inside generator will develop very quickly, even several milliseconds shortening in operating time can save the generator significantly from loss.

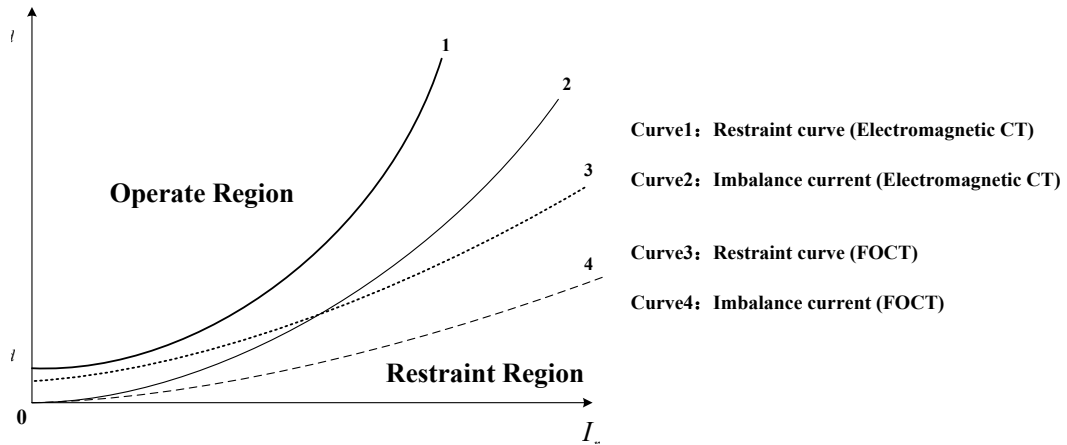
### 2.4 Sensitivity of Phase Differential Protection based on FOCT

Load current or external fault current is through current for differential protection. Well, differential imbalance current will increase gradually with the increase of through current for the factor of CT transformation characteristics<sup>[7]</sup>: (1) ratio and angle error of individual protection class CT; (2) CT saturation caused by aperiodic component or by CT remanence; (3) mismatching in type among CTs; etc.

Percentage restraint characteristic is introduced in order to prevent unwanted operation caused by imbalance current<sup>[8]</sup>, see Figure 4. Setting of start current for differential protection ( $I_{qd}$ ) shall be larger than the maximum imbalance current when generator runs at its rated capacity. Setting of restraint slop shall be large enough to overcome the maximum imbalance current when external fault occurs. For differential protection based on FOCT, the above settings can be reduced properly to get higher sensitivity, as FOCT is of higher accuracy, less likely saturation, and fewer imbalance current compared to conventional electromagnetic CT.



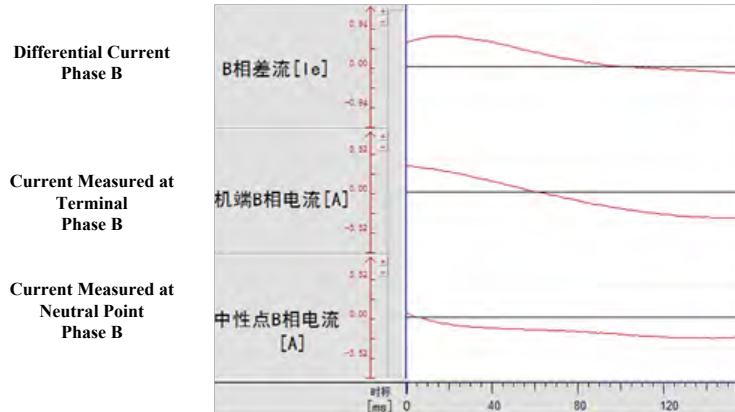
**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation  
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**



**Figure 4:** Imbalance Current and Restrained Characteristic

**2.5 Issues Related to frequency**

When frequency is lower than 5Hz, conventional electromagnetic CT will saturate, and serious secondary current distortion will impact largely on the performance of differential protection. Usually, two measures are taken to prevent unwanted operation, one is increasing the settings and sacrificing the sensitivity, the other one is temporarily disabling differential protection and sacrificing reliability. Figure 5 shows the false differential current (imbalance current) detected by differential relay of a 250MW pump-storage unit in the process of pump startup and the frequency is about 3Hz.



**Figure 5:** Secondary Current Waveform of Electromagnetic CT at 3Hz

Compared with the conventional electromagnetic current transformer, FOCT has better performance for much wider frequency range<sup>[3][9-10]</sup>, one example is shown in Table 1. This is quite good for generator protection to keep active and remain the high sensitivity during startup or shutdown procedure of generator, especially for pump-storage unit which may start and shutdown several times per day.

Frequency (Hz)	Injected Current (A)	Measured Value by FOCT (A)
3Hz	60.0	60.13
50Hz	60.0	60.12

**Table 1:** Performance of FOCT over Wider Frequency Range

**2.6 Field Practice**

The proposed scheme was implemented on a 50MW generator in Shahe Pump-storage Power Plant, Liyang, Jiangsu, China. There are two stator winding branches for each phase, see Figure 6. Distance between copper conductors from the two branches is about 40~50mm only, which is too

narrow to install conventional electromagnetic CT on each branch respectively. Instead, one conventional electromagnetic CT around both conductors of the same phase was installed. To implement the proposed scheme, FOCT sensor - fibre optic cable was wound around horizontal branch copper conductor located at the bottom of generator grounding panel, one for each. An interface box was installed on the inner wall of the panel to collect fibre optic cables of the six sensors, and connect MU via one cable.

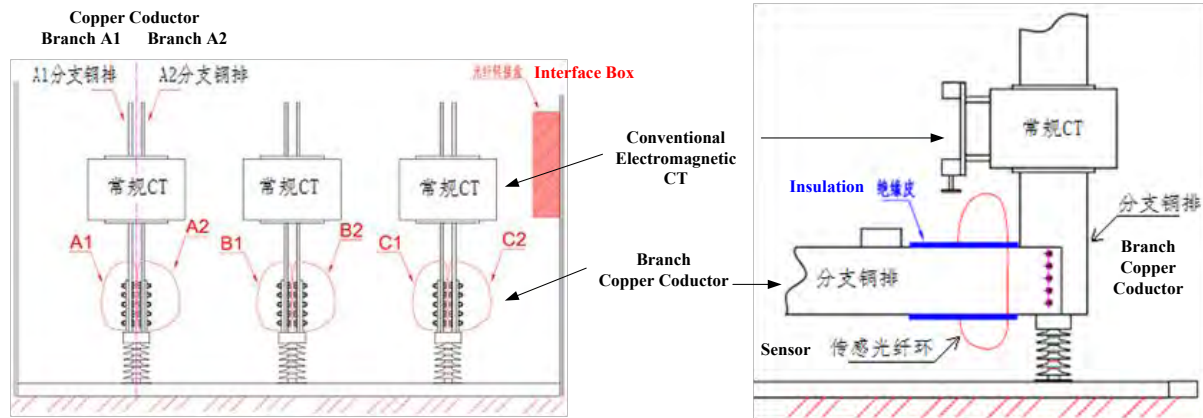


Figure 6: Schematic Diagram of Wounding FOCT Sensors

With the help of FOCT installed on each stator winding branch, phase-segregated transverse differential protection was added to the existing unit transverse differential protection, to form a complete stator winding inter-turn short circuit fault protection scheme. These two functions coordinated with each other in improving entire sensitivity and avoiding protection dead zone for inter-turn faults. By the way, phase-segregated transverse differential protection can also operate when phase-phase fault or branch open circuit fault happens, as a complementary of main protection for stator winding internal fault - differential protection.

Application of FOCT with much wider operating range of frequency permits the generator protection to keep active and remain the high sensitivity during startup or shutdown procedure.

### 3 CONCLUSION

FOCT's sensor can be wound on conductor in any shape in a narrow space. FOCT applied on generator stator winding branches at neutral point measures branches' current and facilitate optimization of generator protection scheme. Application of FOCT effectively improves the performance of current differential protection in operating time and sensitivity, by avoiding saturation caused by aperiodic component, and bad low-frequency response that an electromagnetic CT has to face.

FOCT and relevant relays has been operating successfully in Shahe Pump-storage Power Plant from Oct 2013. Well, FOCT's stability over a long period in harsh environment, such as high temperature and wider temperature scope, high and persistent vibration, high electromagnetic radiation near the generator, etc. is still to be validated by practice.

### REFERENCES

- [1] XIAO Zhi-hong. Study and comment of the optical transformers in power system. Power System Protection and Control, Vol.42, No.12, Jun. 16, 2014, P. 148-154.
- [2] GUO Zhi-zhong. Comment on the research of electronic current transformers. RELAY, Vol. 33, No.14, Jul. 16, 2005, P. 11-14, 22.
- [3] ZHANG Jian, et al. Optical Current Transducer and Its Application. High Voltage Engineering, Vol.33, No.5, May 2007, P. 32-36.
- [4] SHENG Long, et al. RESEARCH OF OPTIC CURRENT TRANSDUCER USING THE MICROPROCESSOR-BASED PROTECTION. RELAY, Vol. 27, No.3, May, 1995, P. 29-30, 34.

**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation  
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**

- [5] Yuan Jixiu, et al. The transient saturation of current transformer and its application calculation. RELAY, Vol. 20, No.2, Feb, 2002, P. 1-5.
- [6] ZHENG Yuping, et al. Asynchronous method of TA saturation detection for relay protection. China Patent No. 02138487.8, May 21, 2003.
- [7] HE Jiali, et al. Principle of relay protection of power system (Edition Four). China Electric Power Press, Beijing, Aug., 2010.
- [8] WANG Weijian. Principle and application of protection for electric main equipment (Edition Two). China Electric Power Press, Beijing, Feb., 2002.
- [9] TENG Lin, et al. OPTICAL CURRENT TRANSDUCER AND ITS APPLICATION IN PROTECTIVE RELAYING. Power System Technology, Vol. 26, No.1, Jan 2002, P. 31-33.42.
- [10] SHANG Qiu-feng, et.al. Application of Optical Current Transducer in Electric Power System. Journal of North China Electric Power University, Vol.28, No.2, Apr., 2001, P14-18.



## **С.1.3-9. О ЗАЩИТЕ ЛИНИИ НА ВЫСОКОВОЛЬТНОМ ПОТЕНЦИАЛЕ ПРОВОДОВ**

**А.В. ШМОЙЛОВ , В.А. КОРНЕВ**  
**Томский политехнический университет**  
**Россия**

### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

Защита линии, потенциал проводов, участок линии, аппаратура на концах участков, высокочастотные несущие, кодированный сигнал, передача кодированного сигнала с потенциала проводов на потенциал у земли

### **ВВЕДЕНИЕ**

Получение высоких показателей качества при построении релейной защиты высоковольтных линий остается актуальной задачей на всем протяжении развития электроэнергетики и возрастает в связи с усложнением электрических сетей. По-прежнему требуются высокие чувствительность, селективность, быстродействие и надежность аппаратуры и систем релейной защиты, в том числе и линий электрических сетей.

В современных отечественных цифровых дифференциально-фазных защитах линий требуемые высокие показатели названных свойств в определенной степени достигнуты за счет возможностей микропроцессорной техники. Однако погрешности насыщения и несогласованности динамических характеристик сигналов при трансформации высоковольтных токов во вторичные величины остаются. Устранение погрешности насыщения производится за счет закругления защиты, а несогласованность динамических характеристик первичных и вторичных величин можно обеспечить путем устранения свободных составляющих, что обеспечивает выделение вынужденных составляющих переходных процессов. Это, как правило, приводит к снижению быстродействия. Применение технологий цифровых подстанций [1] снижает естественный недостаток насыщения, однако не до конца, т.к. остаются первичные измерительные трансформаторы тока или датчики. Замена последних предложенными волоконно-оптическими преобразователями тока (ВОПТ), основанными на изменении поляризации контрольного лучистого потока при воздействии магнитного поля проводов [2, 3] весьма сложно, дорого и недостаточно надежно.

Хотя дифференциально-фазный принцип позволяет отстроиться от помех надежно по углу между токами на концах линии не только при коротких замыканиях (КЗ), но и в рабочих режимах, принятый опыт эксплуатации дифференциально-фазных защит предусматривает делать отстройку известным простым и надежным путем максимально-модульного превосходства над сигналами в рабочих режимах линии. Канал же обмена по проводам линии, который может обеспечить качественную угловую отстройку от рабочих режимов, при этом не используют и он содержится в неактивном состоянии. Дифференциально-фазные высокочастотные (ВЧ) защиты в режиме ожидания не работают, ждут запуска блокирующими измерительными релейными органами ВЧ передатчиков и приемников. После этого благодаря однотипному подключению комплектов защит на концах линии и передачи ВЧ несущей в положительный полупериод промышленного тока с каждого конца возникает ситуация непрерывного ВЧ сигнала при сквозном промышленном токе (в том числе при внешнем КЗ), а при внутреннем КЗ – ситуация прерывистого ВЧ сигнала с паузой в один из полупериодов

промышленного тока в комплектах защиты на каждом конце линии. Представленный принцип отстройки от сквозного тока может быть вполне распространен на рабочие режимы, например, с помощью способа [4].

Выделение вынужденных составляющих из электрических величин переходных процессов помимо естественного снижения быстродействия обнаружения аварийного повреждения в сигналах вторичных токов может обусловить существенное дополнительное уменьшение быстродействия вследствие несогласованности динамических характеристик вторичных величин относительно первичных. Поэтому естественное решение вопроса быстродействия релейных защит (РЗ) неизбежно приводит к необходимости отказаться от использования вторичных величин и перехода на применение первичных. Оказывается, такая возможность может быть вполне реализована, если всю аппаратуру комплектов РЗ пространственно разместить на потенциалах высоковольтных проводов, а логические сигналы отключения выключателей на концах линии передать на потенциал земли, где располагаются выключатели, по эфиру или оптоволоконным жилам. Датчиками первичных токов при этом могут быть безынерционные силовые шунты. Отличительной особенностью построения РЗ по данному предложению является отсутствие возможности построения фильтровых принципов РЗ и обязательное наличие блока питания аппаратуры на высоковольтном потенциале

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Далее проводится анализ возможности исполнения дифференциально-фазной защиты на высоковольтном потенциале с ВЧ обменом информацией комплектов защиты на концах защищаемой линии.

Прежде всего необходимо разделение линии на двухконцевые участки длиной, обеспечивающей однотипное построение защиты для всех видов линий, достаточно малое затухание ВЧ сигнала по проводам при передаче на противоположный конец, надежный информационный обмен между комплектами аппаратуры на концах каждого участка и тем самым гарантированное недействие защиты при сквозных токах.

Нецелесообразна установка ВЧ заградителей на каждом участке, т.к. ВЧ обмен по проводам линии необходим не только для выявления места КЗ на участках, но также для передачи кода поврежденного участка на концы линии для отключения линии и указания информации о поврежденном участке, что целесообразно делать также по проводам. При установке заградителей на концах участков возникнет необходимость установки удвоенного количества датчиков тока, появления мертвых зон между заградителями на границах участков. Требуется также разработка полной конструкции аппаратуры и процедур преприема кодов поврежденного участка и передачи кодов на головные участки линии с выключателями. Хотя данные мероприятия весьма ординарны, практически не слишком расточительны, а мертвые зоны между заградителями незначительны и ими можно пренебречь, либо разработать для них дополнительную защитную аппаратуру, однако возможна накачка энергии в передаваемый код на выбранной высокой частоте несущей передаваемого кода поврежденного участка на каждом датчике, разделяющим двухконцевые участки без пар заградителей. Благодаря разделению участков датчиками тока в виде силовых шунтов в каждом проводе фаз вместо заградителей, мертвые зоны исключаются. Но наряду с преимуществом исключения мертвых зон устранение заградителей приводит к распространению ВЧ несущих для контроля состояния каждого участка на соседние участки, что может вызвать влияние на правильность контроля этих участков. В связи с этим необходимы разные частоты ВЧ несущих соседних участков, чтобы с помощью резонансной фиксации частоты несущей каждого участка для контроля его состояния исключить влияние несущих частот соседних участков. Количество несущих частот для контроля состояний участков ограничено достаточным затуханием ВЧ несущих соседних участков с ростом длины распространения несущей данного участка. Расчеты показывают, что достаточным будет затухание несущей и соответственно возможность возобновления ее частоты через каждые 4 – 5 10-и километровых участков линии. При более длинных участках возобновление частоты несущей возможно через меньшее количество участков.



Поскольку для электропитания аппаратуры на концах участков линии необходимы блоки питания на высоковольтном потенциале, целесообразно их использовать также как источники энергии для восстановления затухания несущей тока поврежденного участка на концах каждого участка, через концы которых передается код поврежденного участка на головные участки линии. Импульсы кода заполнены колебаниями несущей для передачи кода. Данная несущая является единой для всех участков защищаемой линии с заданной частотой, отличной от частот несущих для выявления повреждения на участках. Итого, требуется 3 – 5 частот несущих для выявления повреждения на участках линии и частота для передачи сигнала отключения и информации о поврежденном участке.

Выявление повреждения на участке как в производимой аппаратуре дифференциально-фазных защит путем заполнения положительного полупериода промышленного тока колебаниями ВЧ несущей и контроля наличия непрерывных или с полупериодной паузой промышленного тока ВЧ колебаний на каждом комплекте аппаратуры РЗ линии невозможно, т.к. заградители на концах участков не предусмотрены. Кроме того, предлагаемая дифференциально-фазная защита предназначена для выявления КЗ как в установившихся режимах, так и в переходных процессах, свободные составляющие переходных процессов существенно изменяют картину ВЧ колебаний и пауз, что не позволяет однозначно настроить быстродействующую защиту. Данный недостаток тем более возрастает из-за различия параметров переходных процессов в первичных и вторичных цепях. Поэтому построение быстродействующей защиты с использованием традиционного способа взаимной передачи углов промышленного тока на концах каждого участка с помощью ВЧ несущей практически невозможно. В связи с этим требуется другой алгоритм выявления КЗ на участке.

Один такой алгоритм с контролем времени между точками перехода промышленного тока при внешнем КЗ относительно защищаемого участка линии и внутренним КЗ на участке ниже описывается с иллюстрацией на рис.1 при сквозном токе рабочих режимов и внешнего КЗ и на рис. 2 при внутреннем КЗ на участке. На рис. 1а и 2а показана схема формирования импульсов на концах каждого участка, в точках перехода мгновенных значений промышленного тока от отрицательных к положительным значениям. Цифрой 1 на фрагменте 1а рис.1 обозначен головной участок 1 с выключателем 3 на одном из концов линии, а цифрой 2 – следующий за головным участок линии. Цифра 4 отражает сборные шины. На одной границе головного участка 1 в высоковольтный провод, например, однопроводной фазы врезан мало-индуктивный П-образный силовой шунт 5, а на другой границе, разделяющей участки 1 и 2, – такой же мало-индуктивный П-образный силовой шунт 6. С помощью датчиков первичного высоковольтного тока ДТ1 и ДТ2 и присоединенных к ним соответственно преобразователей ФИП1 и ФИП2 – формирователей импульсов перехода мгновенных токов на концах участка 1 – формируются короткие импульсы в моменты перехода мгновенных промышленных токов  $i_1$  (сплошные линии на одном конце участка 1) и  $i_2$  (пунктирные линии на противоположном конце участка 1) от отрицательных значений к положительным. Сформированные короткие импульсы, по месту протекания и измерения токов  $i_1$  и  $i_2$  на концах участка 1 обозначены также соответственно сплошными и пунктирными линиями на осциллограммах «б» и «в» рис. 1, на осциллограмме «б» рис. 2. Названные импульсы заполнены колебаниями ВЧ частоты заданной несущей, которую целесообразно назвать несущей переходов и выявления КЗ, и они внедряются через шунты силового тока СШ1 и СШ2 в высоковольтный провод. ВЧ колебания импульсов распространяются по проводу, в том числе на противоположные концы каждого участка.

На примерах осциллограмм сквозных токов по концам участка 1 можно усмотреть, что время  $t$  между импульсами в установившихся режимах (рис. 1б) всегда равно полупериоду промышленного тока или 10 мс, а в переходных процессах КЗ (рис. 1в) это время из-за свободных составляющих может кратковременно измениться в ту или другую сторону. В примере рис. 1в это время увеличивается в начале переходного процесса, а по мере затухания свободных составляющих снова стремится к 10-и мс. Аналогично в переходном процессе внешнего КЗ с другими параметрами короткозамкнутой цепи в начальный момент время между импульсами из-за свободных составляющих может наоборот уменьшиться, но при затухании этих составляющих будет стремиться также к 10-и мс.

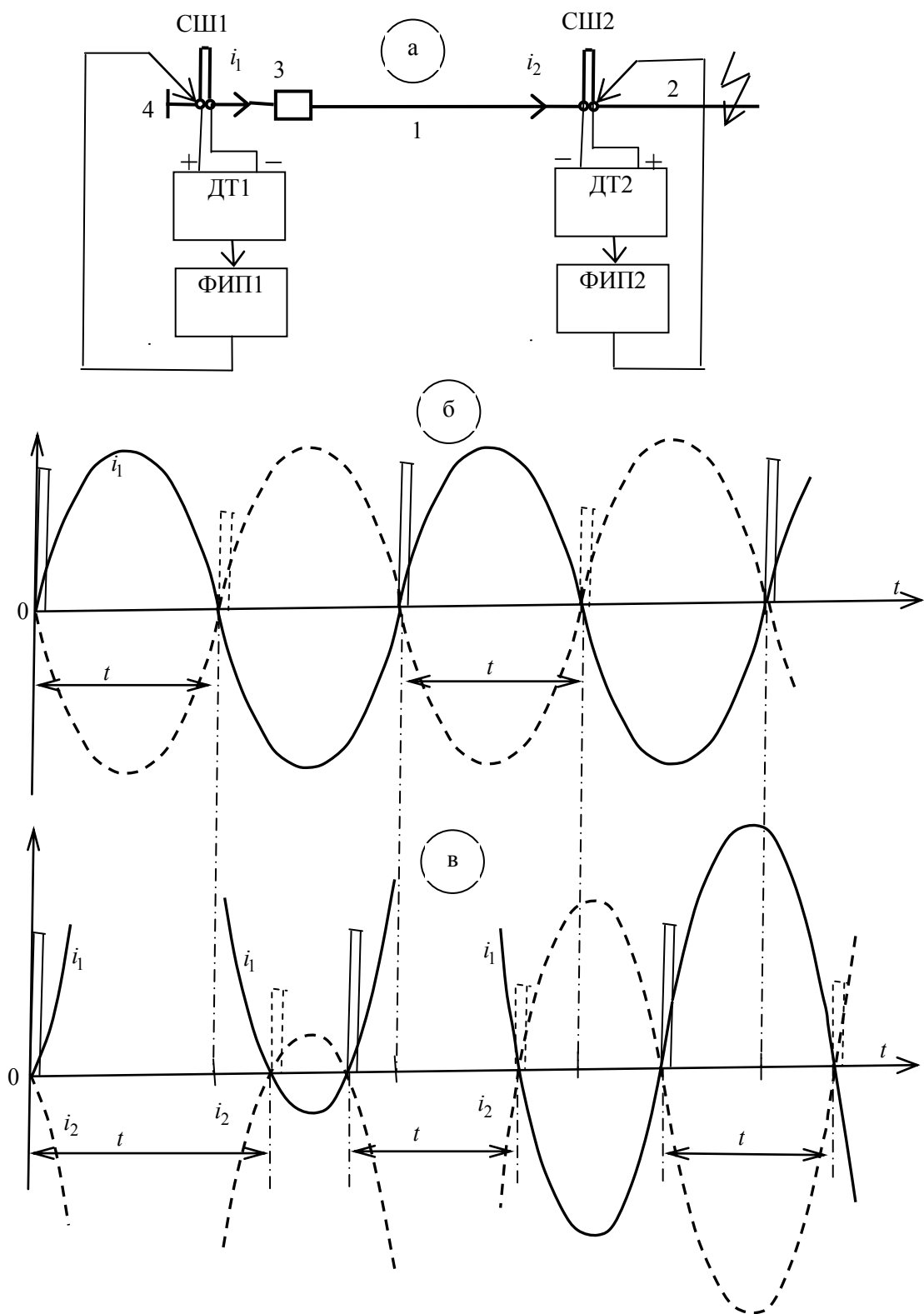


Рис.1 Контроль времени между импульсами ВЧ колебаний в точках перехода промышленного тока от отрицательных к положительным значениям при сквозном токе (внешнем КЗ): а - в установившемся режиме, б - в переходном процессе

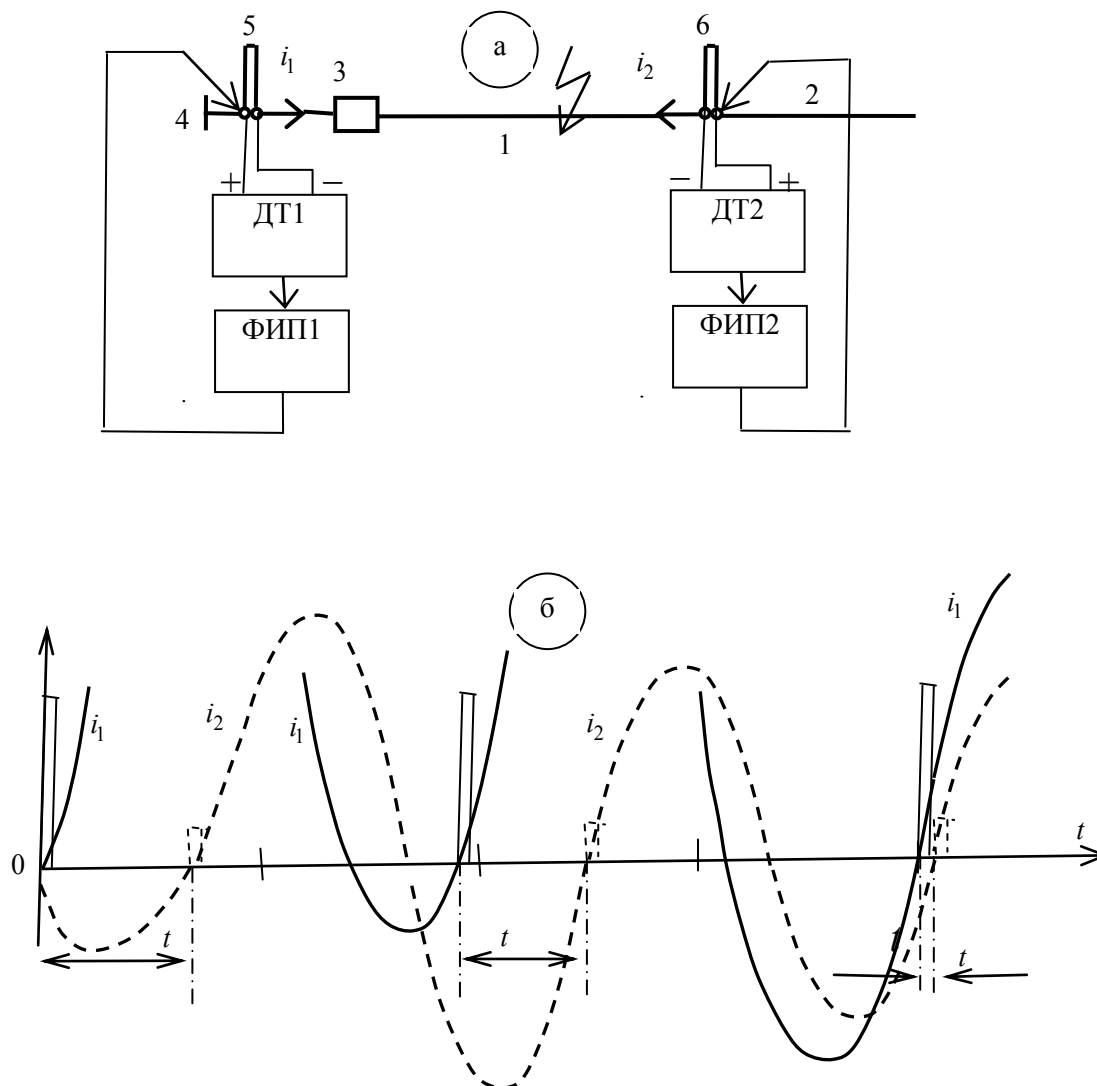


Рис.2 Контроль времени между импульсами ВЧ колебаний в точках перехода промышленного тока от отрицательных к положительным значениям в переходном процессе КЗ на защищаемом участке (внутреннее КЗ)

На другом примере переходного процесса при внутреннем КЗ на участке 1 (рис. 2б) видно, что время  $t$  между импульсами перехода токов  $i_1$  и  $i_2$  на концах участка стремится от 10-и мс, которое было в начале переходного процесса в установившемся режиме, к нулю, т.к. свободные составляющие этих токов КЗ определяются однотипными мало различающимися активно-индуктивными соотношениями параметров короткозамкнутых цепей. Причем индуктивная составляющая сопротивления, как правило, не меньше, а чаще всего заметно или существенно превышает активную составляющую. Поэтому углы роторов генераторных источников с обеих сторон от места КЗ выравниваются и углы токов относительно ЭДС источников также становятся близкими, если не равными. Задавая уставку времени между импульсами  $t$ , близкую к нулю, например, 3 мс, можно надежно различать время рабочих режимов 10 мс и время, характеризующее внутреннее КЗ, которое меньше 3 мс.

Однако импульсы с противоположной стороны могут быть небольшими для восприятия и сравнения аппаратурой на концах участка 1, т.к. передача импульса с противоположной стороны производится через место КЗ, которое вызывает затухание в среднем на 22 дБ. В связи

с этим необходим дополнительный параллельный канал, гарантирующий надежность контроля КЗ на участке. Таким может быть канал, сформированный логикой отсутствия импульса с противоположной стороны участка в течение определенного времени периода промышленного тока. Отсутствие импульса с противоположной стороны в течение двух симметричных промежутков времени относительно полупериода 10 мс в меньшую и большую стороны, например, 3 и 17 мс может гарантировать КЗ на участке. Действительно, если это внешнее КЗ, то через каждые 10 мс (установившийся сквозной ток) или в установленном промежутке (3, 17) мс (переходный сквозной ток) будет гарантированно появляться импульс с противоположной стороны участка и свидетельствовать, что КЗ на участке нет. Если же будет зафиксирован противоположный импульс в пределах (0, 3) мс или (17, 20) мс, то это гарантированно КЗ на участке. Первый промежуток – это внутреннее КЗ в течение или за пределами времени выравнивания электромагнитных и электромеханических переходных процессов в левой и правой цепях относительно КЗ на участке, которое произошло ранее с началом переходного процесса. Второй промежуток – это маловероятное начало переходных процессов, сложившееся вследствие соответствующих значений параметров электромагнитных и электромеханических переходных процессов в левой и правой цепях относительно КЗ на участке. Проведенный анализ для одного периода промышленного тока показывает возможность обнаружения КЗ на участке в течение этого периода. В следующий период промышленного тока также возможно обнаружение КЗ на участке, которое подтвердит первоначальное более быстродействующее обнаружение КЗ.

Аппаратура на каждом конце участка должна содержать компоненты вноса энергии в код поврежденного участка, передаваемого на головные участки концов линии информацию об отключении выключателей, номера поврежденного участка и провода фазы на линии. Внесенная энергия позволит поддерживать ВЧ колебания кода поврежденного участка на уровне, легко воспринимаемой аппаратурой каждого конца участка, включая головные.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемое построение защиты линий имеет все преимущества дифференциально-фазного принципа: абсолютную селективность, высокую чувствительность, быстродействие и надежность, отсутствие специального канала передачи информации между комплектами на концах участков. Дополнительно исключены высоковольтные конденсаторы связи, заградители. Используются в качестве датчиков высоковольтных токов безинерционные силовые шунты из константана, что позволяет обеспечить реагирование на динамику первичных токов и увеличить быстродействие обнаружения короткого замыкания. Предлагаемое разделение линии на участки и накачка энергии на концах каждого участка в передаваемый код информации о поврежденном участке позволяет уменьшить и даже исключить затухание высокочастотной несущей, заполняющей импульсы кодов, и тем самым снять ограничение длин линий, защищаемых дифференциально-фазной защитой, а также обеспечить жесткое обнаружение места короткого замыкания на линии.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» Презентация Цифровая подстанция: Официальный сайт. 2012. URL: [http://www.ntc-power.ru/media/files/Presentation\\_CPS.pdf](http://www.ntc-power.ru/media/files/Presentation_CPS.pdf) (дата обращения: 16.03.2015).
- [2] Alex Golovin Современные волоконно-оптические преобразователи тока // Цифровая подстанция: Электронный журнал. 2012. URL: <http://digitalsubstation.ru/blog/2012/12/04/sovremenny-e-volokonno-opticheskie-pr/> (дата обращения: 16.03.2015).
- [3] Alex Golovin Опыт применения оптических датчиков тока в электросетевой компании Transpower New Zealand: Электронный журнал. 2012. URL: <http://digitalsubstation.ru/blog/2013/01/10/opy-t-primeneniya-opticheskikh-datchikov/> (дата обращения: 16.03.2015).

[4] Патент РФ № 2010136422/07, 30.08.2010. Шмойлов А.В., Прутик А.Ф. Способ построения и настройки релейной защиты с высокочастотным обменным блокирующим сигналом по проводам линии // Патент России № 2435267. 27.11.2011 Бюл. № 33.





### **С.1.3-10. Исследование фильтра тока намагничивания и воспроизведение вторичного тока трансформаторов**

**В.К. ВАНИН, М.Г. ПОПОВ, В.А. БАХЛУЕВ**  
**«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**Россия**  
[Bakh6041@mail.ru](mailto:Bakh6041@mail.ru)

#### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

Ток намагничивания трансформаторов, фильтр тока намагничивания, моделирование трансформатора, вихревые токи, воспроизведение вторичных токов, расширение линейного диапазона трансформатора.

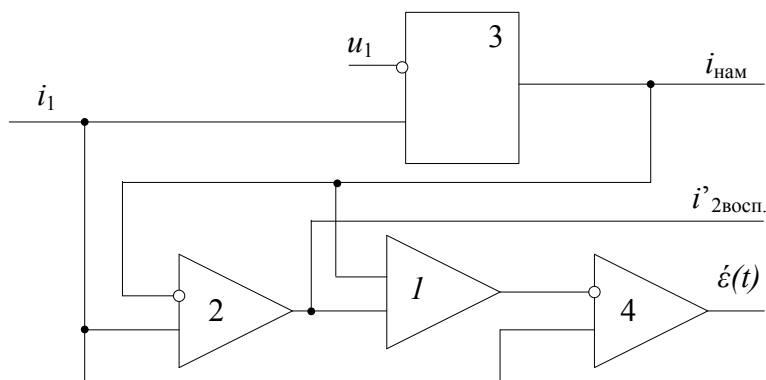
#### **ВВЕДЕНИЕ, ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ**

В практике построения систем релейной защиты, диагностики и контроля режимов электрооборудования энергосистем представляет значительный интерес оценка тока намагничивания силовых и измерительных трансформаторов тока и напряжения. Особенно она актуальна с целью анализа и синтеза указанных систем, обладающих высоким быстродействием, точностью и чувствительностью[1].

При решении задачи фильтрации тока намагничивания целесообразно одновременно решать задачу восстановления(воспроизведения) вторичных и первичных токов трансформаторов.

В докладе рассматривается решение задачи фильтрации тока намагничивания и воспроизведения вторичного тока двухобмоточных силовых и измерительных трансформаторов напряжения. Результаты работы могут служить основой для решения аналогичных задач для трехфазных и трехобмоточных трансформаторов с различными группами соединения обмоток.

Структурная схема решения задачи, учитывая её многомерность, упрощенно представлена на рис. 1, где в качестве входных переменных рассматриваются первичные напряжение  $u_1$  и ток  $i_1$ , а в качестве аддитивной помехи – ток намагничивания  $i_{\text{нам}}$ . Выходными переменными являются ток намагничивания и вторичный ток (приведенное значение). Математическая модель объекта (трансформатора), который генерирует помеху, изображена блоком 3, а блоки 1,2,4 – соответственно сумматор и вычитатели.



**Рис. 1:** Структурная схема решения задачи фильтрации тока намагничивания и восстановления вторичного тока.

Задача синтеза фильтра и восстановления вторичного тока состоит в том, чтобы найти оптимальную физически реализуемую модель объекта, при использовании которой ошибка фильтрации минимальна. Для определенности решения задачи в качестве критерия оптимальности можно использовать минимум среднего значения квадрата ошибки  $\dot{\varepsilon}^2(t)$  на выходе блока 4.

Учитывая существенную нелинейность, обусловленную кривой намагничивания объекта, в качестве которого рассматривается двухобмоточный трансформатор с тороидальным сердечником, задача была упрощена использованием следующей системы уравнений:

$$u_1 = i_1 r_1 + \frac{W_1 d\Phi_{Sl}}{dt} + \frac{W_1 d\Phi_{нам}}{dt} + k_{\Pi} i_{нам} r_B, \quad (1)$$

$$i_{нам} = f(\Phi_{нам}), \quad (2)$$

$$\frac{W_1 d\Phi_{нам}}{dt} = -k_{\Pi} \frac{Hl}{W_1} r_B = -k_{\Pi} i_{нам} r_B, \quad (3)$$

$$\frac{Hl}{W_1} = i_1 - \frac{i_2}{n_1}, \quad (4)$$

где  $u_1$ ,  $i_1$ ,  $i_{нам}$  – мгновенные значения первичного напряжения и тока, а также определяемого с помощью основной кривой тока намагничивания трансформатора,  $\Phi_{нам}$  – намагничивающий поток,  $r_1$  – активное сопротивление первичной обмотки,  $r_B$  – сопротивление цепи протекания вихревых токов в сердечнике трансформатора,  $k_{\Pi}$  – коэффициент преобразования тока намагничивания в вихревой ток, учитывающий трансформаторную природу его возникновения,  $H$  – напряженность магнитного поля,  $l$  – длина средней магнитной линии сердечника

трансформатора,  $n_1$  – коэффициент трансформации, равный отношению числа витков первичной и вторичной обмотки.

### ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

В качестве объекта исследования был использован модельный трансформатор, реализованный в программной среде *Matlab*, со следующими параметрами:

$W_1=1500$  – число витков первичной обмотки,

$W_2=750$ – число витков вторичной обмотки,

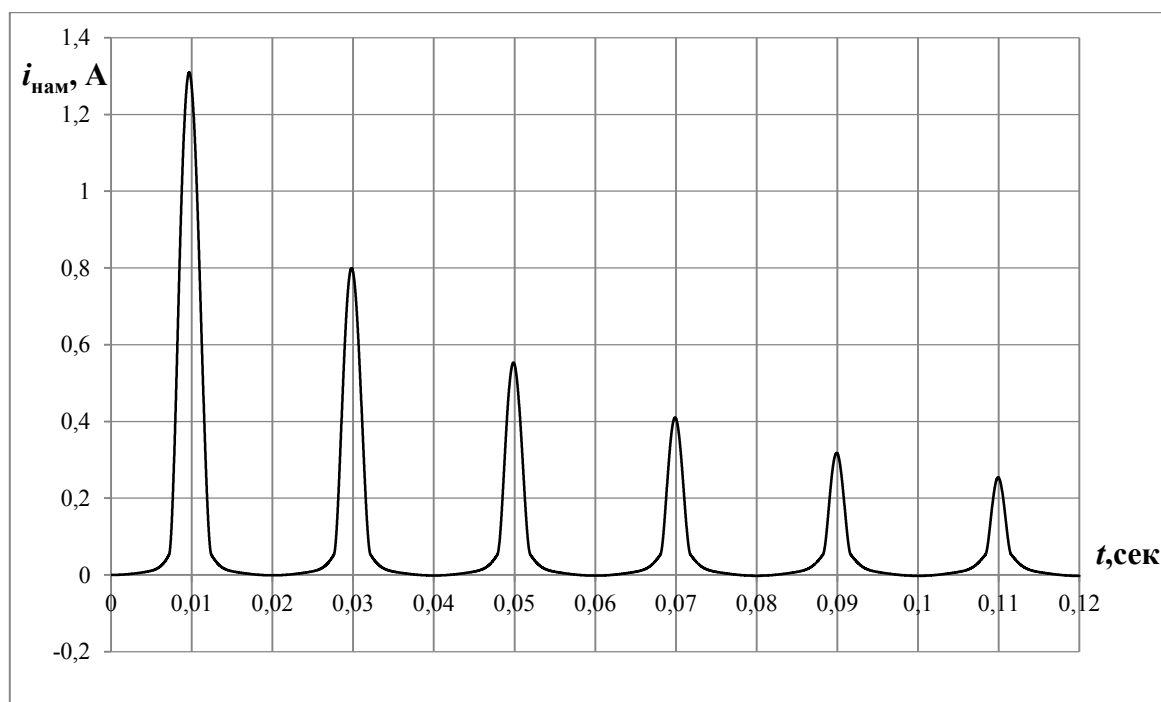
$k_{\Gamma} \approx 1$ ,

$r_1=4$  Ом,

$r_B=15$  и  $50$  Ом.

Для оценки необходимости учёта влияния на точность решения задачи воспроизведения вторичного тока негативных факторов, к которым следует отнести: наличие тока намагничивания, потери на вихревые токи и ограниченный линейный диапазон трансформации, обусловленный свойствами электротехнической стали[2], требуется провести моделирование следующих процессов: включение трансформатора на холостой ход с учётом потерь, включение под нагрузкой. Результаты некоторых аналогичных опытов освещаются в литературе, как правило, с учётом использования схемы замещения, которой присущ ряд недостатков. Например, неполное соответствие физическим процессам в трансформаторе и линейность параметров, что устраняется в используемой системе уравнений (1–4).

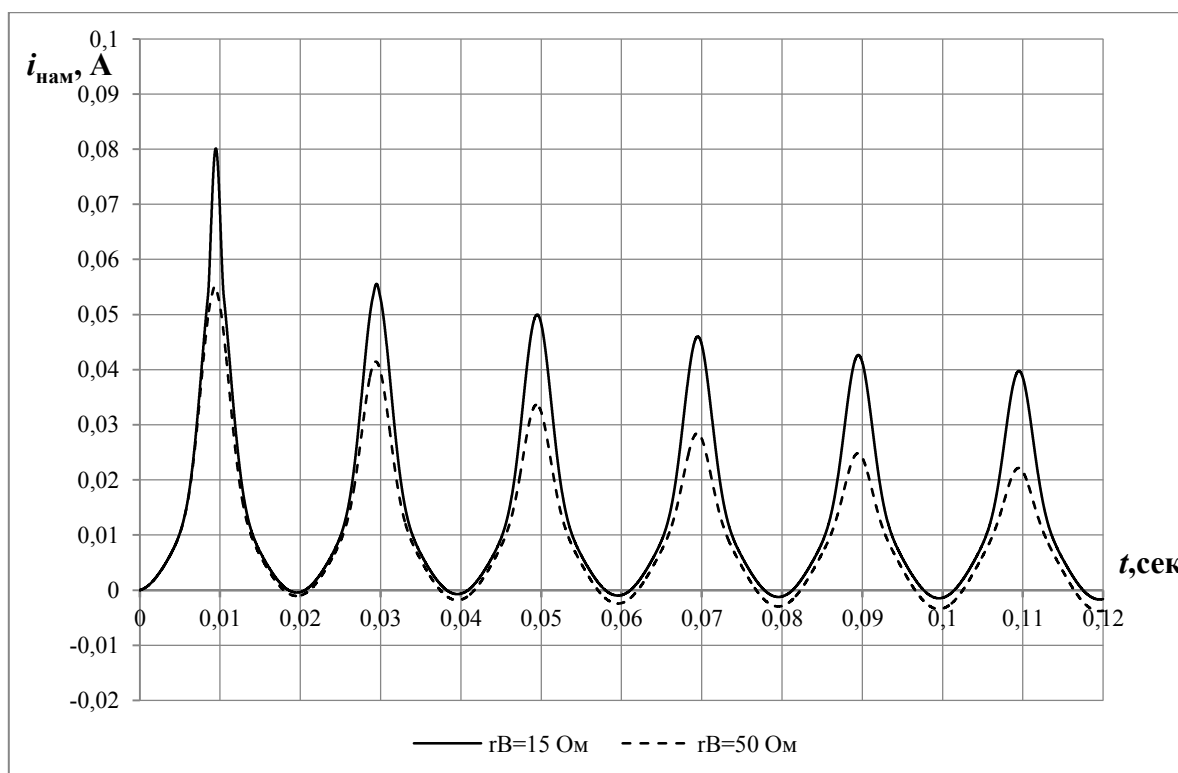
На рис. 2. приведена осциллограмма процесса включения модельного трансформатора под напряжение без учёта потерь в цепи протекания вихревых токов, вторичной нагрузки и потоков рассеяния первичной обмотки. Параметры входного сигнала, принятые при моделировании:  $u_1=50\sin(\omega t)$ ,  $i_1=i_{\text{нам}}$ ,  $i_{\text{нам}}(0)=0$ .



**Рис. 2:** Включение модельного трансформатора на холостой ход

Характер процесса соответствует сведениям из многих литературных источников, например[3]. Из приведенной осциллограммы следует, что для модельного трансформатора, максимальное значение тока намагничивания которого в установившемся режиме составляет 0,011 А, в переходном режиме достигает значения 1,3 А, т.е. увеличивается более чем в 100 раз. Для реальных силовых трансформаторов кратность увеличения токов намагничивания может иметь меньшие значения, но при этом сохраняется характер их изменения.

Влияние потерь на вихревые токи, учитывая трансформаторный характер их протекания в сердечнике трансформатора коэффициентом  $k_{П}$  и сопротивлением  $r_{В}$  отображено с помощью осциллограммы, приведенной на рис. 3. для двух значений сопротивлений цепи протекания вихревого тока: 15 и 50 Ом, которые выбраны с учётом обеспечения наглядного отображения их на характер процессов включения в модельном трансформаторе. В качестве входной величины рассматривается сумма нагрузочного тока  $i_2=2,5\sin(\omega t-36,87^\circ)$  и тока намагничивания, подаваемая с математической модели энергосистемы, реализованной в *Matlab*.

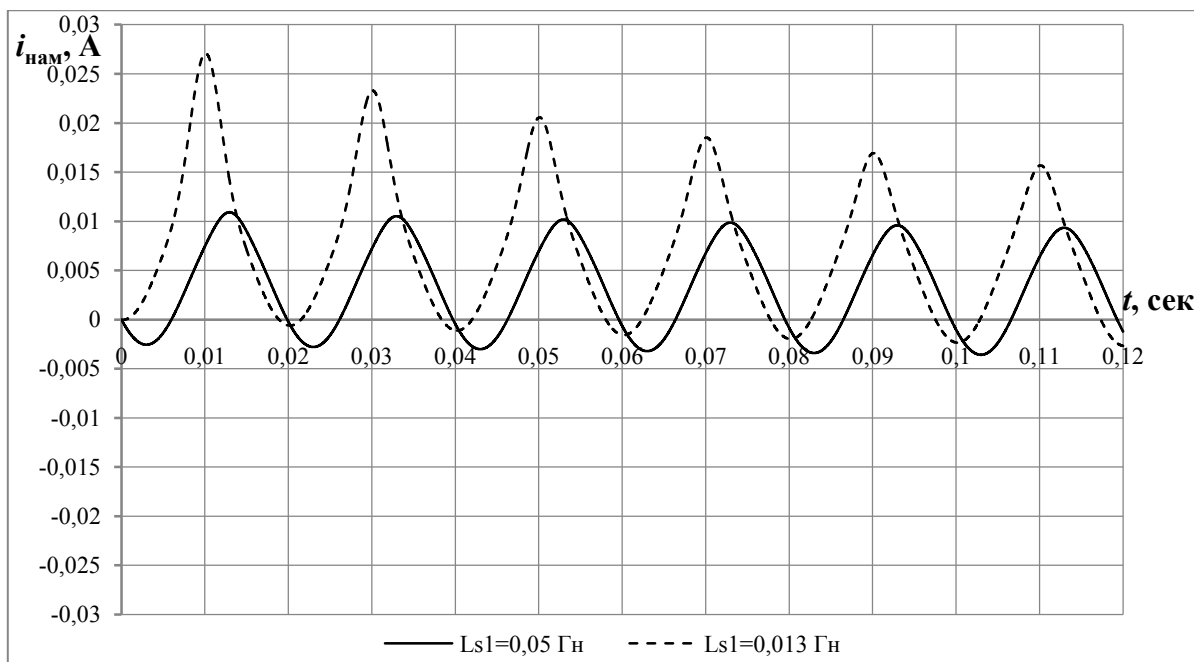


**Рис. 3:** Влияние величины сопротивления вихревой цепи на ток намагничивания

Сплошной линией обозначен ток намагничивания, соответствующий  $r_{\text{в}} = 15 \text{ Ом}$ , пунктирной —  $r_{\text{в}} = 50 \text{ Ом}$ . Характер переходных процессов, представленных на осциллограмме, отражает размагничивающее действие этих токов, и демонстрирует, что увеличение сопротивления вихревого контура снижает величину броска тока намагничивания и время затухания переходного процесса. Из осциллограммы следует, что при увеличении сопротивления  $r_{\text{в}}$  для данного модельного трансформатора в 3 раза обеспечивается снижение величины броска тока намагничивания на 45%. Учитывая нелинейный характер процессов, эти данные следует уточнять для реальных электротехнических стальных трансформаторов и разработки различных средств противоаварийного управления и измерения.

Для оценки влияния индуктивности рассеяния первичной обмотки на величину и характер изменения тока намагничивания, на рис. 4 приведена осциллограмма включения трансформатора для двух её значений:  $L_{s1} = 0,05 \text{ Гн}$  (сплошная линия) и  $L_{s1} = 0,013 \text{ Гн}$  (пунктирная линия) соответственно.





**Рис. 4:** Влияние индуктивности рассеяния на ток намагничивания

Из оциллограммы видно, что увеличение индуктивности рассеяния обмотки трансформатора в 4 раза уменьшает амплитуду броска тока намагничивания на 60% и создает временной сдвиг между амплитудами процессов, приблизительно 4 мс.

Оциллограмма на рис. 5 позволяет оценить максимальную погрешность фильтрации тока намагничивания и решения задачи воспроизведения вторичного тока для процесса при синусоидальном токе нагрузки с учётом основных факторов, влияющих на параметры трансформатора (различные значения индуктивности рассеяния и влияние потерь), которая составляет по времени несовпадения первичного и воспроизведенного приведенного вторичного тока доли мс, т.е. практическое совпадение сигналов.

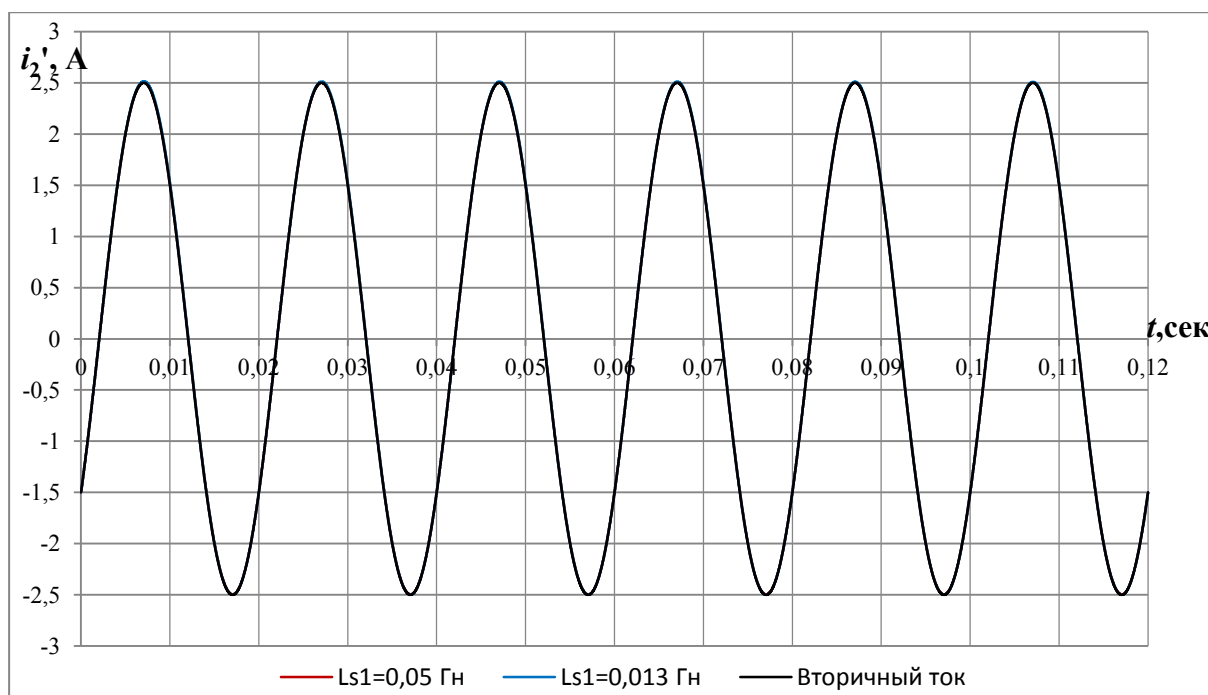


Рис. 5: Воспроизводимый вторичный ток модельного трансформатора.

Из полученных результатов вытекает необходимость учёта вышеприведенных факторов, влияющих на решение задачи фильтрации и воспроизведения вторичного тока, что позволяет расширить линейный диапазон измерения при обеспечении необходимой точности измерения вторичных токов.

Для оценки влияния погрешности задания параметров трансформатора на процесс воспроизведения вторичного тока, наибольший интерес представляет режим включения трансформатора на комплексную нагрузку (например активно-индуктивную) при отклонениях кривых намагничивания исследуемой модели от реальных. Для этой цели использовалась следующая методика: кривые намагничивания задавались с отклонениями на 10% от идеализированной характеристики, что отображено на рис. 6 различными цветами.

В качестве входного воздействия рассматривается ток, представляющий собой сумму тока нагрузки  $i_2=2,5\cos(\omega t)-2,5e^{-t/\tau}$  и намагничивающего тока, подаваемый с математической модели энергосистемы, реализованной в *Matlab*. На рис. 8 представлены осциллограммы токов намагничивания для указанных выше случаев отклонения характеристик намагничивания. На рис. 9 приведены входные токи для каждого из рассмотренных случаев.

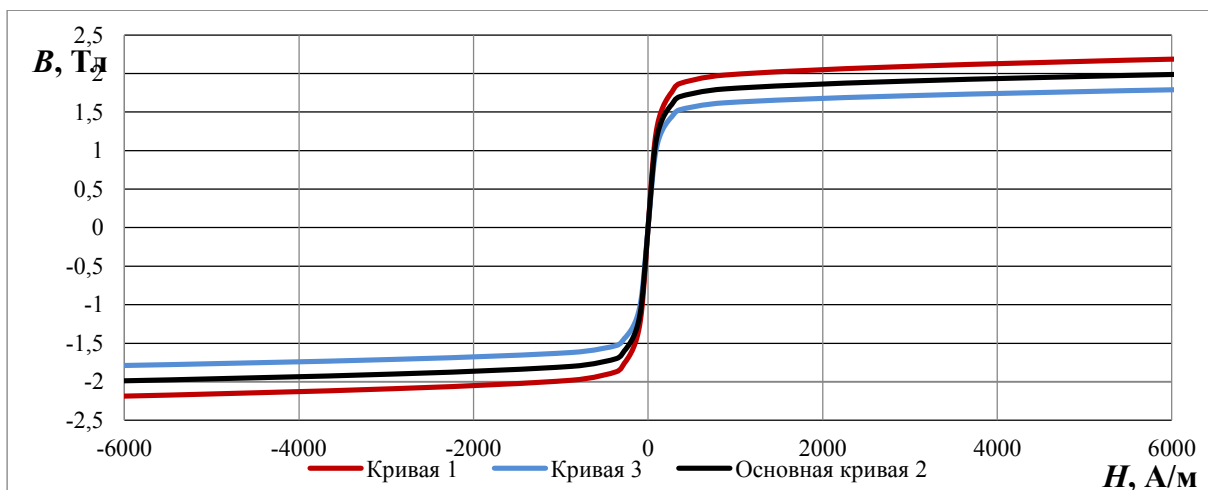


Рис. 6: Кривые намагничивания модельного трансформатора с учетом 10% смещения параметров.

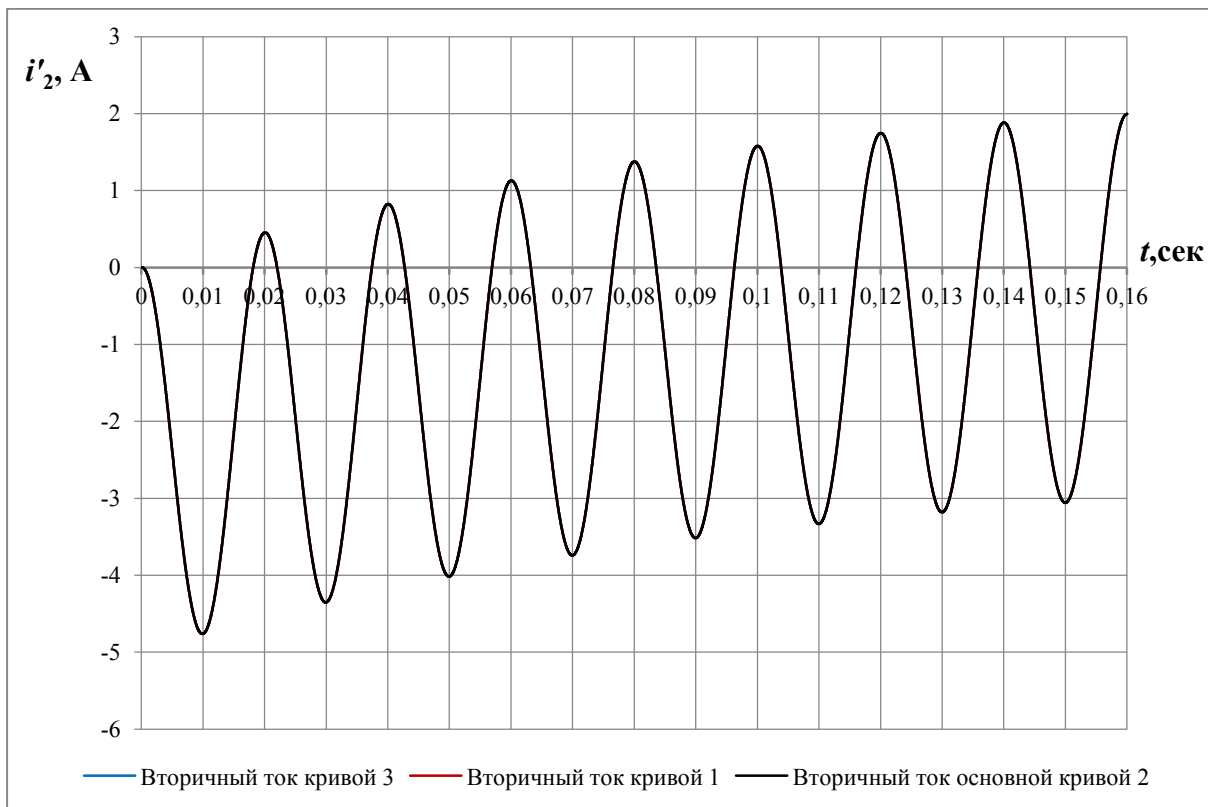


Рис. 7: Вторичные токи с учетом 10% смещения параметров характеристик намагничивания

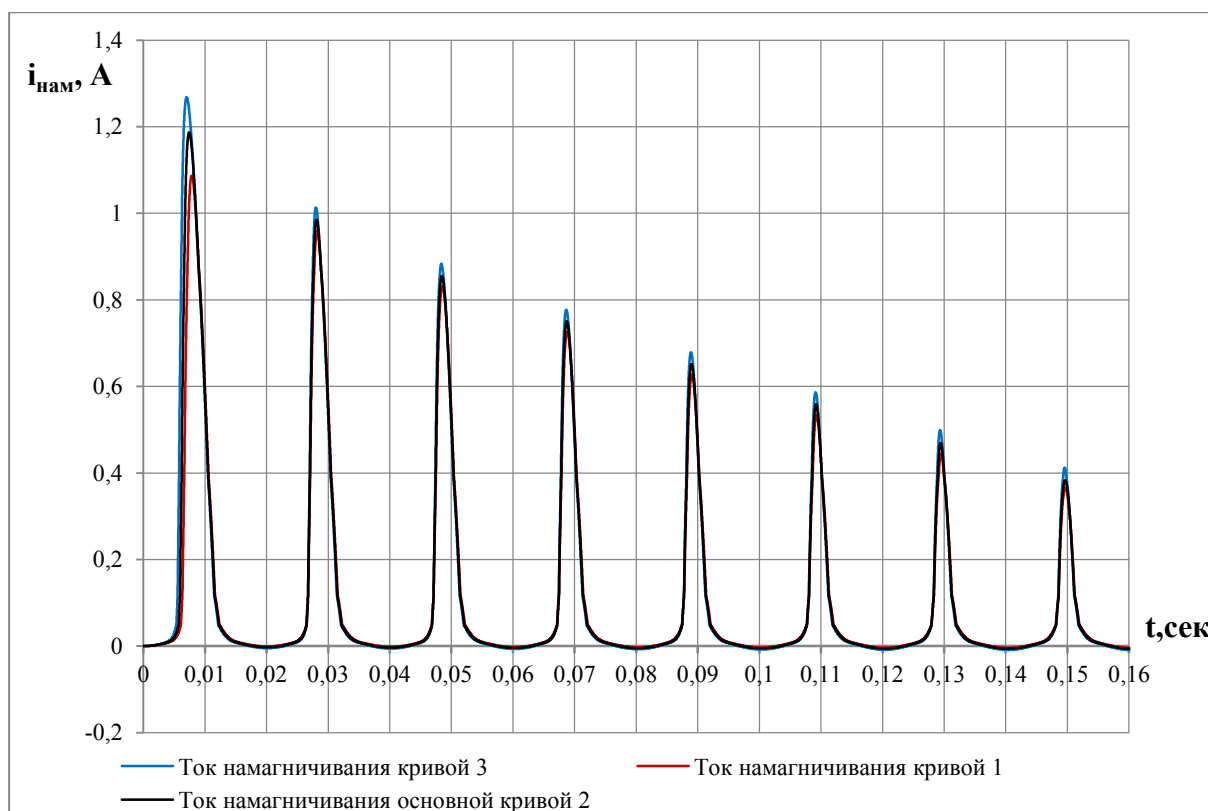


Рис. 8: Токи намагничивания при различных отклонениях характеристик намагничивания.

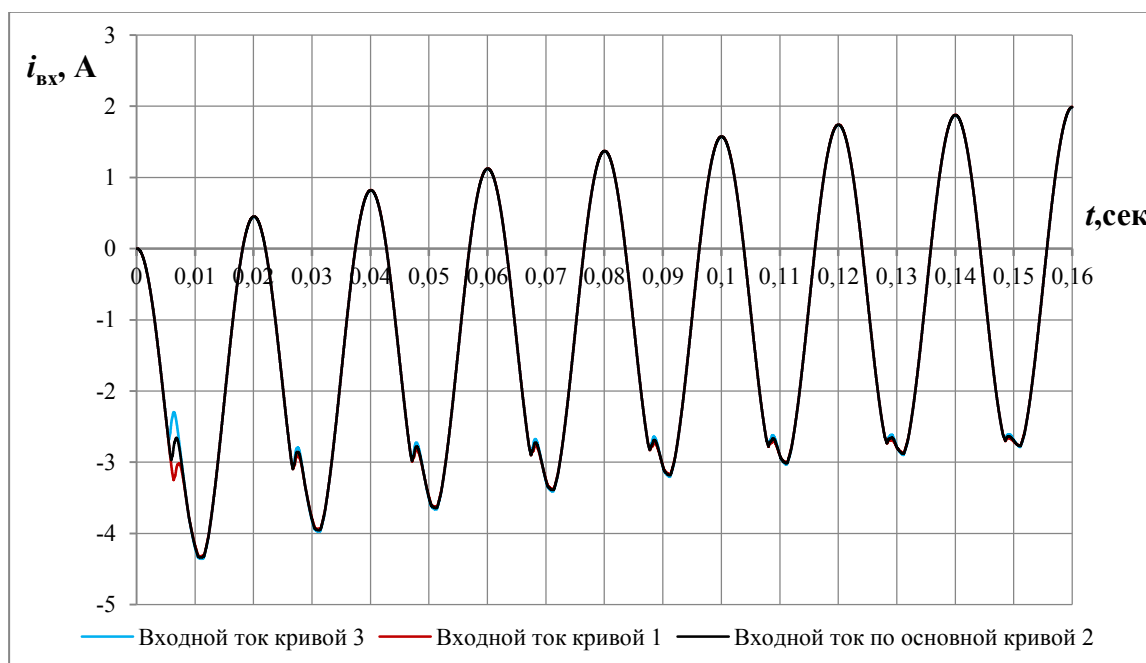


Рис. 9: Первичные токи соответствующие различным отклонениям характеристик намагничивания.



Рис. 10: Мгновенная погрешность воспроизведения вторичного тока

Из полученных осциллограмм следует вывод, что при неточном задании параметров основной кривой намагничивания в пределах 10% максимальное значение броска тока намагничивания изменяется на +6,8% и -8,43% соответственно. Результаты показывают практическую целесообразность использования фильтров тока намагничивания и решения задачи воспроизведения вторичного тока для большинства реальных процессов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты проведенных исследований позволяют оценить влияние вышеупомянутых в докладе негативных факторов на качество используемой информации в системах релейной защиты, автоматики и измерений энергосистем, и сделать главный вывод, что открываются практические пути по улучшению её достоверности и возможности создания более совершенных технических средств. Так, например, появляется возможность увеличения чувствительности, точности быстродействующих дифференциальных защит трансформаторов, внедрения современных средств диагностики трансформаторного оборудования и исключения влияния нелинейных параметров трансформатора на расчёты различных режимов в первичной схеме.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Ванин В.К. Павлов Г.М. Релейная защита на элементах вычислительной техники.—2-е изд., перераб. и доп.—Л.: Энергоатомиздат. Ленингр.отд-ние, 1991. —336 с.: ил.
- [2] Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. — М.: —Энергоатомиздат,1989. —240 с.
- [3] Теоретические основы электротехники. Нелинейные электрические цепи. Электромагнитное поле. Под ред. Г. И. Атабекова. ч.2, 3. — М.: Энергия, 1979. —432с.

**01 – 05 июня 2015 г., Сочи**

[4] Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов.– 2-е изд., перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1992. –528 с.: ил.

[5] Ванин В.К. Особенности исследования динамических свойств микропроцессорных средств защиты силовых трансформаторов / В.К. Ванин, М.Г. Попов, С.О. Попов// Известия вузов. Электромеханика. 2011. –№ 5. с. 55-62.





### **С.1.3-11. Комплексный подход к решению проблемы селективной защиты распределительных кабельных сетей среднего напряжения**

**Т.Ю. ВИНОКУРОВА, О.А. ДОБРЯГИНА, Г.А. ФИЛАТОВА,  
Е.С. ШАГУРИНА, В.А. ШУИН**

**Ивановский государственный энергетический университет**

**С.Н. ПАШКОВСКИЙ**

**ООО НПП «ЭКРА»**

**Россия**

[shuin@rza.ispu.ru](mailto:shuin@rza.ispu.ru)

#### **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**

Кабельные сети среднего напряжения, режимы заземления нейтрали, однофазные замыкания на землю, защита от замыканий на землю, комплексное решение проблемы защиты от замыканий на землю

#### **1 ВВЕДЕНИЕ**

В России распределительные кабельные сети среднего напряжения 6–10 кВ работают, как правило, с режимами заземления нейтрали, допускающими в течение ограниченного времени работу с однофазным замыканием на землю (ОЗЗ) и действие защиты от данного вида повреждений на сигнал. К таким режимам заземления нейтрали относятся изолированная нейтраль, высокоомное заземление нейтрали через резистор, резонансное заземление нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР) или комбинированное заземление нейтрали через ДГР и высокоомный резистор. Различия электромагнитных процессов при ОЗЗ, обусловленные различиями режимов заземления нейтрали, потребовали применения в рассматриваемых сетях разных принципов выполнения селективной защиты от замыканий на землю. Так в сетях, работающих с изолированной нейтралью или с заземлением нейтрали через высокоомный резистор, основное применение получили максимальные токовые и токовые направленные защиты, основанные на использовании составляющих рабочей частоты токов и напряжения нулевой последовательности (ТЗНП и ТНЗНП). В компенсированных сетях для выполнения селективной защиты от ОЗЗ в основном применяются максимальные токовые защиты, основанные на использовании высших гармоник (ВГ) токов нулевой последовательности установившегося режима замыкания на землю. Ограниченное применение в кабельных сетях 6–10 кВ с различными режимами заземления нейтрали получили также направленные импульсные защиты от ОЗЗ, основанные на использовании фазных соотношений электрических величин переходного процесса.

Указанные типы защит от ОЗЗ имеют ограниченное по тем или иным причинам техническое совершенство (селективность и устойчивость функционирования) и, соответственно, ограниченную область применения. Например, наиболее широко распространенный тип защиты от ОЗЗ – ТЗНП – из-за необходимости значительного загробления по току срабатывания для отстройки от влияния переходных процессов при внешних дуговых перемежающихся ОЗЗ (ДПОЗЗ) может использоваться только на присоединениях с относительно небольшими значе-

ниями собственного емкостного тока защищаемого присоединения  $I_{C\text{собс}}$ , не превышающими, как правило, 15–20% от суммарного емкостного тока электрически связанной сети  $I_{CS}$ . Доля присоединений, имеющих  $I_{C\text{собс}} \leq 0,2I_{CS}$ , на центрах питания (понижительных подстанциях и ГРУ ТЭЦ) составляет обычно не более 70–90% от общего числа присоединений, подключенных к шинам защищаемого объекта [1]. Существенным недостатком ТЗНП является также то, что защиты данного типа не обеспечивают устойчивых срабатываний при наиболее опасных для сети и поврежденного элемента ДПОЗЗ. Не всегда обеспечивают селективность и устойчивость функционирования при дуговых прерывистых ОЗЗ и ТНЗНП.

Область применения максимальных токовых защит на основе ВГ из-за нестабильности спектра и общего уровня ВГ в фазных напряжениях сети и, соответственно, в токе ОЗЗ, также ограничена присоединениями с небольшими значениями  $I_{C\text{собс}} \leq 0,05-0,1I_{CS}$ , доля которых на центрах питания (ЦП) может составлять 55–80% общего числа присоединений защищаемого объекта [2]. При больших расстройках компенсации, возможных в условиях эксплуатации, в компенсированных кабельных сетях так же, как и в сетях с изолированной нейтралью, могут возникать дуговые прерывистые ОЗЗ, сопровождающиеся достаточно опасными перенапряжениями и значительным возрастанием среднеквадратичного значения тока в месте повреждения [3], однако токовые защиты абсолютного замера ВГ по принципу действия фиксировать их не могут.

Импульсные направленные защиты на основе переходных процессов, фиксируя начальную стадию пробоя изоляции, по принципу действия могут фиксировать все разновидности ОЗЗ, однако они не обладают непрерывностью действия, необходимой для выявления и отключения (при необходимости) устойчивых замыканий, а также при поиске поврежденного участка при устойчивых ОЗЗ методом оперативных переключений в сети.

Более универсальные (в части возможной области применения), чем максимальные токовые, направленные защиты от ОЗЗ могут применяться только на объектах кабельных сетей 6–10 кВ, оснащенных трансформаторами напряжения (ТН), обеспечивающими измерение напряжения нулевой последовательности или всех трех фазных напряжений. Такие ТН устанавливаются на всех центрах питания (ЦП), но не всегда имеются на других объектах кабельных сетей 6–10 кВ, например, на распределительных подстанциях (РП) кабельных сетей городского и промышленного электроснабжения и трансформаторных подстанциях (ТП) сетей промышленного электроснабжения, на которых также должна предусматриваться селективная защита от ОЗЗ.

Приведенные примеры показывают, что попытка решить проблему селективной защиты от ОЗЗ на основе какого-либо одного принципа выполнения защиты не дают полного и эффективного решения рассматриваемой проблемы. Анализ опыта эксплуатации в России устройств защиты от ОЗЗ электрических сетей среднего напряжения, основанных на использовании различных принципов определения поврежденного присоединения, выполненный в 2000 г. ОР-ГРЭС, показал, что в целом эффективность функционирования защит от ОЗЗ в электрических сетях среднего напряжения едва ли можно считать приемлемой [4].

Получить эффективное решение проблемы селективной защиты от ОЗЗ можно только на основе комплексного подхода, учитывающего не только все возможные режимы заземления нейтрали, но и особенности и степень опасности разновидностей ОЗЗ и особенности применения защиты на различных объектах кабельных сетей 6–10 кВ.

## 2 ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОМПЛЕКСНОЙ ЗАЩИТЕ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ОТ ОЗЗ

Основной целью технического совершенствования защиты от ОЗЗ является повышение эффективности работы распределительных кабельных сетей 6–10 кВ и в конечном итоге надежности электроснабжения потребителей. С учетом данной цели комплексное решение в части защиты от ОЗЗ кабельных сетей 6–10 кВ должно обеспечивать возможность эффективной реализации следующих основных функциональных требований:

- 1) комплексная защита от ОЗЗ должна обеспечивать селективность и устойчивость функционирования при всех допустимых по ПУЭ и другим нормативным документам режимах заземления нейтрали кабельных сетей 6–10 кВ, включая изолированную нейтраль, резистивное

заземление нейтрали, резонансное заземление нейтрали через ДГР, комбинированное заземление нейтрали через ДГР и высокоомный резистор;

2) комплексная защита от ОЗЗ должна обеспечивать селективность и устойчивость функционирования при всех возможных в кабельных сетях 6–10 кВ разновидностях ОЗЗ, а также их распознавание для автоматической оценки степени опасности повреждения для сети и поврежденного элемента и автоматического выбора наиболее эффективного при данной разновидности ОЗЗ способа действия защиты (сигнал или отключение);

3) комплексная защита от ОЗЗ должна обеспечивать возможность применения на всех типах объектов кабельных сетей 6–10 кВ (ЦП, РП, ТП), на которых требуется применение селективной защиты от данного вида повреждений, в т.ч. при отсутствии трансформаторов напряжения для получения напряжения нулевой последовательности;

4) эффективность функционирования комплексной защиты от ОЗЗ не должна зависеть от факторов, влияющих на селективность и устойчивость функционирования отдельных ее составляющих (например, относительного значения собственного емкостного тока защищаемого присоединения, степени нестабильности общего уровня ВГ в токе ОЗЗ контролируемой сети и др.).

На наш взгляд, комплексное решение проблемы защиты от ОЗЗ кабельных сетей 6–10 кВ должно предусматривать также возможность дистанционного определения места повреждения (зоны повреждения с точностью до участка, который можно выделить для проведения высоковольтных испытаний) при всех разновидностях ОЗЗ, включая кратковременные самоустраняющиеся пробой изоляции, что позволит значительно сократить затраты времени на поиск и устранение повреждения и повысить надежность электроснабжения потребителей. Особенно актуальным представляется решение данной задачи для сетей городского электроснабжения и сетей предприятий отраслей промышленности с большим электропотреблением, имеющих сложные по конфигурации и режимам работы кабельные сети 6–10 кВ.

Сформулированные выше требования в определенной степени обобщают опыт исследований, разработок, внедрения и эксплуатации защит от ОЗЗ кабельных сетей 6–10 кВ на различных принципах, накопленный на протяжении многих лет в России и других странах. Наиболее важным с точки зрения повышения технического совершенства современных исполнений защиты от ОЗЗ представляется второе требование, предусматривающее не только селективную фиксацию всех разновидностей ОЗЗ (устойчивых, дуговых перемежающихся, дуговых прерывистых, мгновенных самоустраняющихся пробоев), но и их распознавание для автоматического выбора защитой наиболее эффективного способа действия защиты (сигнал, отключение) в данной ситуации.

Так в Германии еще в 30-х годах было установлено, что устойчивым ОЗЗ задолго до их появления предшествуют мгновенные пробой изоляции, и обоснована целесообразность их фиксации с помощью специальных высокочувствительных быстродействующих реле (Wischerrelais), выпускавшихся фирмой Siemens [5]. В 1936 г. Н. Neugebauer разработал первое направленное импульсное реле на основе переходных процессов для фиксации кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции [6]. Исследования, проведенные в Московских кабельных сетях в конце 60-х годов Шальтом Г.М., Фотием А.Н. и Гехт П.И., показали, что фиксация кратковременных самоустраняющихся ОЗЗ и использование информации о них для профилактических высоковольтных испытаний изоляции поврежденного участка позволяют предотвратить до 50% внезапных отключений кабельных линий за счет переходов ОЗЗ в двойные или многоместные замыкания на землю или в междуфазные короткие замыкания (КЗ) в месте повреждения и значительно повысить надежность работы таких сетей и электроснабжения потребителей [7]. Многолетний опыт ИГЭУ разработки и внедрения устройств защиты от ОЗЗ на основе переходных процессов ("Феррит", "Импульс", "Спектр" [например, 8 и др.]) в кабельных сетях 6–10 кВ различных отраслей промышленности также подтверждает положительный эффект от селективной фиксации мгновенных ОЗЗ. В частности, анализ результатов внедрения защит на основе переходных процессов, выполненный в ИГЭУ в 80-е годы, показал, что при использовании информации о кратковременных пробоях изоляции можно предотвратить до 30% внезапных отключений электродвигателей 6 кВ от переходов ОЗЗ в КЗ.

Принцип раздельной фиксации устойчивых ОЗЗ (УОЗЗ) и ДПОЗЗ (распознавания УОЗЗ и ДПОЗЗ) для реализации при необходимости различных способов действия защиты при разных видах ОЗЗ (сигнализация при УОЗЗ и отключение при ДПОЗЗ) был предложен еще в 70-х годах

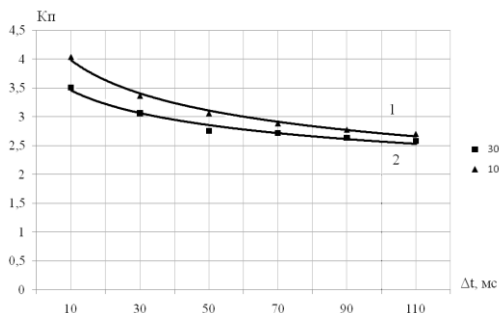
Дударевым Л.Е. [9]. Необходимость распознавания вида ОЗЗ – УОЗЗ или ДПОЗЗ – обосновывалась тем, что ДПОЗЗ представляют значительно большую опасность для всей электрически связанной сети и поврежденного элемента, чем УОЗЗ, и часто являются причиной не только внезапных отключений кабельных линий, но и возникновения пожаров в кабельных тоннелях и колодцах, серьезных повреждений обмоток и стали статоров электрических машин, сопровождаемых значительным ущербом. Впервые этот подход был реализован в устройстве импульсной направленной защиты на основе переходных процессов типа КЗЗП [10]. На основе опыта эксплуатации указанной защиты Дударевым Л.Е. было установлено, что не менее 80% ОЗЗ в кабельных сетях 6–10 кВ начинается с повреждения изоляции, имеющего дуговой прерывистый характер, и эта стадия имеет длительность не менее нескольких минут. По данным Шалыта Г.М. стадия дугового прерывистого ОЗЗ в кабельных сетях может иметь и значительно большую длительность – до десятков минут и более [7]. Именно на этой стадии наиболее вероятны серьезные повреждения обмоток и стали статора электрических машин, возникновение пожаров, переход ОЗЗ в двойные или многоместные замыкания на землю или в КЗ в месте повреждения и внезапные отключения поврежденного присоединения (или присоединений) релейной защитой от КЗ. Большинство применяемых в настоящее время устройств и функций защиты от ОЗЗ в микропроцессорных устройствах РЗА (ТЗНП, ТНЗНП, максимальные токовые защиты на основе ВГ) на данной стадии, как правило, не работоспособны, и часто срабатывают лишь после перехода опасной стадии дугового прерывистого ОЗЗ в устойчивое повреждение.

### 3 О КРИТЕРИЯХ РАСПОЗНАВАНИЯ ОПАСНЫХ ДУГОВЫХ ПРЕРЫВИСТЫХ ОЗЗ

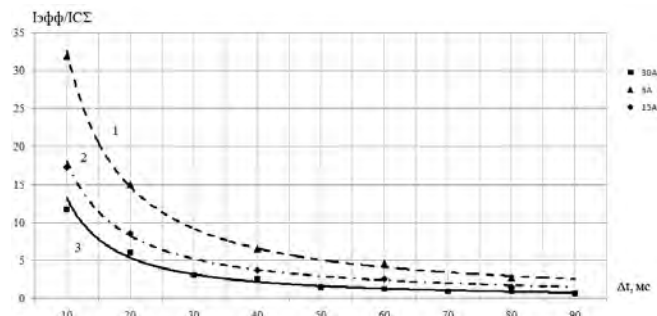
Степень опасности для сети и поврежденного элемента стадии дугового прерывистого ОЗЗ в основном определяется интервалами времени  $\Delta t$  между повторными зажиганиями заземляющей дуги. В начальной стадии развития повреждения изоляции интервалы времени между повторными пробоями изоляции и зажиганиями заземляющей дуги могут быть больше, чем принимаемые в соответствии с теориями W. Petersen, J. Peters и J. Slepian и Белякова Н.Н. [например, 7, 11, 12 и др.]. При увеличении интервалов между повторными зажиганиями заземляющей дуги добавочный потенциал, накладывающийся на сеть при каждом гашении дуги, будет уменьшаться, что приводит к уменьшению сопровождающих повторные пробои изоляции перенапряжений, и неустойчивое дуговое ОЗЗ приобретает значительно менее опасный для сети характер.

Известно, что резонансное заземление нейтрали электрических сетей через ДГР и заземление нейтрали через высокоомный резистор практически снимают проблему возникновения перенапряжений при повторных зажиганиях заземляющей дуги ОЗЗ [11, 13, 14 и др.]. По оценкам, полученным в действующих кабельных сетях 6–10 кВ с резонансным заземлением нейтрали через ДГР максимальные кратности перенапряжений при повторных зажиганиях заземляющей дуги  $K_{II} = U_{\max} / U_{m\phi}$  не превышают значений 2,4–2,5. При возможных в эксплуатации расстройках компенсации расчетные кратности перенапряжений могут возрасти до значений  $K_{II, \max} \approx 2,7$  [3]. Расчетные оценки максимальных кратностей перенапряжений, полученные на имитационных моделях кабельных сетей 6–10 кВ реальной конфигурации, работающих с заземлением нейтрали через ДГР и с высокоомным заземлением нейтрали, дают значения  $K_{II, \max} \approx 2,7$ –2,8 [15]. Можно ожидать, что в реальных сетях за счет действия ряда факторов, снижающих кратности максимальных перенапряжений и не учитываемых, как правило, при математическом моделировании (увеличение активного сопротивления жил и оболочки кабелей для переходных токов за счет поверхностного эффекта, влияние трансформаторов напряжения контроля изоляции и др. [11]), максимальные перенапряжения будут меньше указанных расчетных значений. С учетом изложенного, можно считать достаточно безопасными для сети такие дуговые прерывистые ОЗЗ, при которых повторные зажигания заземляющей дуги сопровождаются расчетными перенапряжениями не более  $\sim 2,7U_{m\phi}$ .

На рис. 1 приведены полученные на имитационных моделях кабельных сетей 6 кВ зависимости кратностей перенапряжений на неповрежденных фазах  $K_{II} = U_{\max} / U_{m\phi}$  при ДПОЗЗ по модели W. Petersen (гашения заземляющей дуги при первом переходе через нулевое значение среднечастотной зарядной составляющей переходного тока, повторные зажигания дуги на максимуме восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе каждый полупериод рабочей частоты  $T_{50}/2 = 10$  мс), дающей наибольшие расчетные значения  $K_{II, \max} \approx 4$ –4,5.



**Рис. 1:** Зависимость кратности максимальных перенапряжений  $K_n$  при дуговом прерывистом ОЗЗ от интервалов времени между повторными зажиганиями заземляющей дуги в кабельных сетях 6 кВ с изолированной нейтралью: 1 –  $I_{C\Sigma} = 10$  А; 2 –  $I_{C\Sigma} = 30$  А



**Рис. 2:** Зависимости среднеквадратичного значения тока в месте ОЗЗ от интервалов времени между повторными зажиганиями заземляющей дуги в кабельных сетях 6 кВ с изолированной нейтралью: 1 –  $I_{C\Sigma} = 5$  А; 2 –  $I_{C\Sigma} = 15$  А; 3 –  $I_{C\Sigma} = 30$  А

Из рис. 1 можно видеть, что с некоторым запасом можно принять, что дуговые прерывистые ОЗЗ приобретают относительно безопасный для сети характер при интервалах времени между повторными зажиганиями дуги  $\Delta t \leq \sim 70\text{--}80$  мс. Полученные на основе расчетов оценки критерия опасности для кабельных сетей 6–10 кВ дугового прерывистого ОЗЗ по величине интервалов времени  $\Delta t$  между повторными зажиганиями заземляющей дуги с некоторым запасом превышают оценки, полученные экспериментально в действующих сетях. Например, в [12] указывается, что для опасных для сети дуговых перемежающихся ОЗЗ характерны интервалы времени между повторными пробоями изоляции, не превышающие 40–50 мс.

Опасность дуговых прерывистых ОЗЗ связана не только с перенапряжениями при повторных зажиганиях заземляющей дуги, но и с увеличением среднеквадратичного значения тока в месте повреждения по сравнению с устойчивым ОЗЗ. На рис. 2 приведены зависимости среднеквадратичного значения полного тока в месте повреждения при дуговых прерывистых ОЗЗ  $I_{эфф\Sigma}$ , отнесенные к суммарному емкостному току сети  $I_{C\Sigma}$ , при различных значениях интервала времени  $\Delta t$  между повторными пробоями изоляции, полученные на имитационных моделях кабельных сетей 6 кВ. Из рис. 2 можно видеть, что даже при достаточно больших интервалах времени между повторными зажиганиями заземляющей дуги, когда сопровождающие их перенапряжения не представляют особой опасности для сети, среднеквадратичное (эффективное) значение тока в месте повреждения может достигать значений, превосходящих суммарный емкостный ток сети  $I_{C\Sigma}$ . Такие значения тока в месте повреждения могут представлять опасность для некоторых элементов кабельных сетей 6–10 кВ, прежде всего, для электрических машин. С учетом этого, в комплексном устройстве защиты от ОЗЗ должна быть предусмотрена функция контроля среднеквадратичного значения тока в поврежденном элементе не только при устойчивых, но и при дуговых прерывистых ОЗЗ с  $\Delta t > 70\text{--}80$  мс.

#### 4 ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ И СОСТАВ ФУНКЦИЙ КОМПЛЕКСНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ОЗЗ ДЛЯ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С РАЗЛИЧНЫМИ РЕЖИМАМИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ

Очевидно, что получить комплексное решение в части защиты от ОЗЗ кабельных сетей 6–10 кВ, удовлетворяющее приведенным выше требованиям, можно только при совместном использовании для каждого из режимов нейтрали не одной, а нескольких функций защиты, основанных на использовании электрических величин как установившегося режима, так и переходного процесса при ОЗЗ. Следует отметить, что подобный способ повышения технического совершенства защиты от ОЗЗ, прежде всего компенсированных кабельных сетей 6–10 кВ, применялся и раньше. Так Сирота И.М. предлагал в компенсированных кабельных сетях 6–10 кВ для повышения эффективности функционирования устанавливать на каждом присоединении два устройства защиты, одно из которых основано на использовании электрических величин уста-

новившегося режима ОЗЗ, второе – на использовании переходных процессов [16]. В некоторых разработках ИГЭУ для компенсированных кабельных сетей 6–10 кВ также предусматривалось совместное использование централизованных защит на основе переходных процессов и на основе ВГ [например, 17]. Однако в этих предложениях и разработках не ставилась задача распознавания разновидностей неустойчивых дуговых ОЗЗ и не использовалась возможность повышения эффективности функционирования составляющих комплекс отдельных защит за счет их взаимодействия.

Комплексный подход к решению проблемы защиты от ОЗЗ компенсированных кабельных сетей 6–10 кВ был предложен также в конце 60-х годов Кискачи В.М. (ВНИИЭ) [18]. Предложение Кискачи В.М. было ориентировано на решение проблемы селективной защиты от ОЗЗ с учетом особенностей различных объектов компенсированных кабельных сетей 6–10 кВ промышленного и городского электроснабжения и предусматривало применение на ЦП, оснащенных ТН, комбинированной защиты типа УСЗ-1, включающей направленную импульсную защиту на основе переходных процессов и максимальную токовую защиту на основе ВГ, на объектах, не имеющих ТН (РП, ТП) – максимальной токовой защиты абсолютного замера ВГ типа УСЗ-2/2 или устройства относительного замера ВГ типа УСЗ-3М или УСЗ-3. Опыт эксплуатации экспериментальных образцов устройства типа УСЗ-1 показал неэффективность используемой в нем направленной импульсной защиты на основе переходных процессов, поэтому данное устройство серийно не выпускалось. Эффективность функционирования устройства защиты от ОЗЗ типа УСЗ-2/2 также оставляет желать лучшего [4].

Разработанное в начале 80-х годов устройство импульсной направленной защиты от ОЗЗ типа КЗЗП также рассматривалось авторами (Дударев Л.Е., Зубков В.В.) как комплексное решение проблемы защиты от ОЗЗ в кабельных сетях 6–10 кВ, т.к. позволяло распознавать кратковременные самоустраняющиеся ОЗЗ, устойчивые ОЗЗ и дуговые прерывистые ОЗЗ [10]. Распознавание двух последних разновидностей ОЗЗ осуществлялось по уровню ВГ в напряжении нулевой последовательности. Однако такой способ распознавания не позволяет отличить опасные дуговые перемежающиеся ОЗЗ от относительно безопасных для сети дуговых прерывистых замыканий. Импульсная защита на основе переходных процессов не может контролировать среднеквадратичное значение тока в поврежденном элементе при дуговых прерывистых и устойчивых ОЗЗ и не обладает непрерывностью действия в установившемся режиме ОЗЗ.

Следует отметить также, что создание многофункциональной комплексной защиты от ОЗЗ на электронной и микроэлектронной базе, находившейся в 70–90-е годы в распоряжении разработчиков, практически затруднительно. Очевидно, что построить комплексную защиту от ОЗЗ, удовлетворяющую приведенным выше требованиям, можно только на микропроцессорной базе с использованием современных методов цифровой обработки сигналов.

На данном этапе (до разработки новых более эффективных способов определения поврежденного присоединения при всех разновидностях ОЗЗ) для реализации комплексной защиты проще использовать известные способы определения поврежденного присоединения в установившемся и переходном режимах ОЗЗ, подтвердившие достаточную эффективность опытом эксплуатации промышленных или опытных образцов. В кабельных сетях 6–10 кВ, работающих с изолированной нейтралью или с высокоомным заземлением нейтрали, для реализации комплексной защиты в качестве функций могут быть использованы следующие защиты от ОЗЗ:

- 1) ТЗНП на основе составляющих рабочей частоты для действия в установившемся режиме ОЗЗ;
- 2) ТНЗНП на основе составляющих промышленной частоты для действия в установившемся режиме ОЗЗ;
- 3) направленная защита непрерывного действия, основанная на использовании фазных соотношений тока и производной напряжения нулевой последовательности переходного процесса при ОЗЗ, для селективной фиксации кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции и фиксации и распознавания опасных и неопасных для сети дуговых прерывистых ОЗЗ;
- 4) максимальная токовая защита нулевой последовательности для контроля среднеквадратичного значения тока в поврежденном элементе при дуговых прерывистых ОЗЗ (МТЗНП).

В компенсированных кабельных сетях 6–10 кВ для реализации комплексной защиты от ОЗЗ, на наш взгляд, в качестве функций целесообразно использовать следующие защиты от ОЗЗ:

- 1) направленная защита на основе ВГ для действия в установившемся режиме ОЗЗ;



2) направленная защита непрерывного действия, основанная на использовании фазных соотношений тока и производной напряжения нулевой последовательности переходного процесса при ОЗЗ, для селективной фиксации кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции и фиксации и распознавания опасных и неопасных для сети дуговых прерывистых ОЗЗ;

3) максимальная токовая защита нулевой последовательности для контроля среднеквадратичного значения тока в поврежденном элементе при дуговых прерывистых ОЗЗ.

Особенностью предлагаемого комплексного решения является применение в нем не импульсной направленной защиты на основе переходных процессов, а направленной защиты, обладающей способностью контролировать фазные соотношения электрических величин переходного процесса на всем интервале времени существования переходного тока. Такая защита в отличие от импульсной обладает непрерывностью действия на интервале времени существования переходного тока, что необходимо для контроля интервалов времени между повторными пробоями изоляции и распознавания опасных и неопасных для сети дуговых прерывистых ОЗЗ. Использование распознающих возможностей данной функции обеспечивает также возможность блокировки функций защиты, основанных на использовании составляющих установившегося режима ОЗЗ, для повышения их отстроенности от внешних ДПОЗЗ и чувствительности при внутренних устойчивых ОЗЗ. Принцип действия направленной защиты непрерывного действия на основе переходных процессов отработан в устройстве типа "Спектр", разработанном в ИГЭУ [8]. Применение микропроцессорной базы и современных способов цифровой обработки сигналов позволяет улучшить технические характеристики направленной защиты подобного типа [19].

На рис. 3 приведена структурно-функциональная схема возможного варианта комплексной защиты от ОЗЗ, предназначенного для применения на объектах кабельных сетей 6–10 кВ, оснащенных ТН для получения напряжения нулевой последовательности (например, на ЦП).

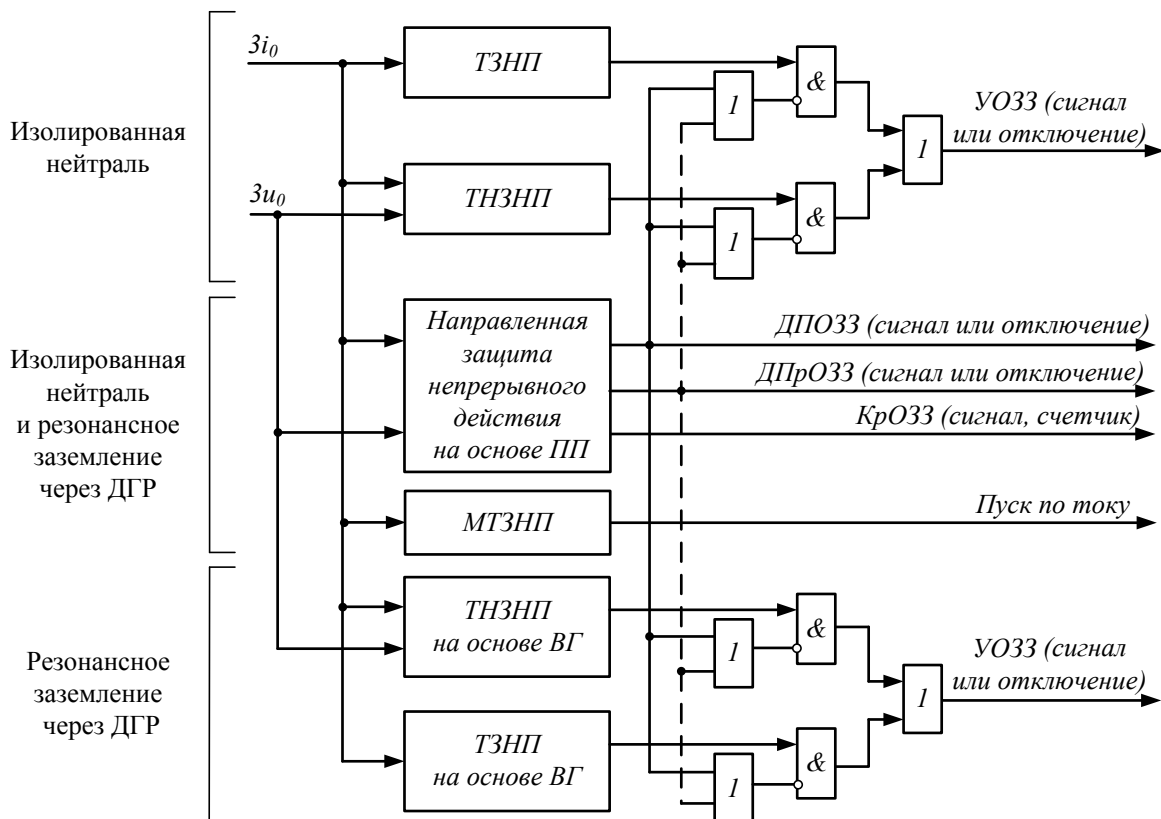


Рис. 3: Вариант выполнения комплексной защиты для ЦП

В варианте комплексной защиты по рис. 3 направленная защита непрерывного действия на основе переходных процессов используется для распознавания и обеспечения раздельного действия защиты при дуговых неустойчивых ОЗЗ: кратковременных самоустраняющихся ОЗЗ

(выход "КрОЗЗ", используемый для действия на сигнал и на счетчик числа пробоев), опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ (выход "ДПОЗЗ" для действия на сигнал или на отключение) и неопасных для сети дуговых прерывистых ОЗЗ (выход ДПрОЗЗ для действия на сигнал или на отключение при опасных для поврежденного элемента значениях тока повреждения). Выход ДПОЗЗ направленной защиты на основе переходных процессов используется также для блокировки функций защиты, основанных на использовании составляющих установившегося режима ОЗЗ в целях повышения их отстроенности от внешних ДПОЗЗ и ДПрОЗЗ и повышения чувствительности при устойчивых ОЗЗ.

В представленном на рис. 3 варианте комплексной защиты входящие в ее состав функции защиты от ОЗЗ, основанные на использовании составляющих установившегося режима ОЗЗ и электрических величин переходного процесса, взаимодействуют лишь в логической части. Существенно больший интерес представляет разработка комбинированных функций защиты от ОЗЗ, использующих указанные величины непосредственно в измерительной части. Это позволит уменьшить число составляющих комплексную защиту функций и повысить эффективность их функционирования в переходных и установившихся режимах ОЗЗ.

Комплексная защита по рис. 3 не может быть реализована на объектах кабельных сетей, не оснащенных ТН для получения напряжения нулевой последовательности или трех фазных напряжений (например, некоторые РП и ТП). Для получения комплексного решения в части защиты от ОЗЗ для таких объектов должны быть разработаны токовые защиты, обеспечивающие селективность и устойчивость функционирования как при УОЗЗ, так и при ДПОЗЗ и обладающие способностью распознавать эти разновидности ОЗЗ.

## 5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Применяемые в настоящее время защиты от ОЗЗ, основанные на использовании какого-либо одного принципа выполнения, имеют ограниченные селективность и устойчивость функционирования и, соответственно, ограниченную область применения. Получить эффективное решение проблемы селективной защиты от ОЗЗ можно только на основе комплексного подхода, учитывающего не только все возможные режимы заземления нейтрали, но и особенности и степень опасности разновидностей ОЗЗ и особенности применения защиты на различных объектах кабельных сетей 6–10 кВ.

2. Сформулированы основные функциональные требования к комплексной защите от ОЗЗ кабельных сетей среднего напряжения: селективность и устойчивость функционирования в сетях с любыми режимами заземления нейтрали; селективная фиксация мгновенных замыканий на землю; распознавание опасных и неопасных для сети по величине перенапряжений дуговых прерывистых ОЗЗ; контроль среднеквадратичного значения тока при дуговых прерывистых ОЗЗ в поврежденном элементе; возможность раздельного действия защиты на сигнал или отключение в зависимости от степени опасности ОЗЗ; независимость от факторов, влияющих на селективность и устойчивость функционирования отдельных функций защиты, входящих в состав комплексной защиты; возможность дистанционного определения зоны повреждения на кабельных ЛЭП, находящихся под напряжением.

3. Выполнение указанных требований позволяет повысить эффективность функционирования защит от ОЗЗ и надежность электроснабжения потребителей.

4. Предложен критерий для распознавания опасных и неопасных для сети по величине перенапряжений дуговых прерывистых ОЗЗ, основанный на контроле интервалов времени между повторными зажиганиями заземляющей дуги.

5. Показано, что дуговые прерывистые ОЗЗ, не представляющие особой опасности для сети по величине перенапряжений, могут сопровождаться опасным увеличением среднеквадратичного значения тока в поврежденном элементе.

6. Предложена структура комплексной защиты кабельных распределительных сетей 6–10 кВ с любым режимом заземления нейтрали на основе известных принципов выполнения защит от ОЗЗ, способной распознавать разновидности ОЗЗ и в зависимости от степени опасности повреждения действовать на сигнал или отключение.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Добрягина О.А. Исследование и разработка методов и средств повышения динамической устойчивости функционирования токовых защит от замыканий на землю в сетях 6–10 кВ / Дис. ... канд. техн. наук. – Иваново, Ивановск. гос. энерг. ун-т, 2012.
- [2] Шагурина Е.С. Повышение эффективности функционирования в переходных режимах устройств релейной защиты на основе высших гармоник / Дис. ... канд. техн. наук. – Иваново, Ивановск. гос. энерг. ун-т, 2012.
- [3] 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. Таджибаева. – СПб.: Энергоатомиздат, 2002.
- [4] Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6–10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию // Энергетик. – 2000, № 1. – С. 20–22.
- [5] Обердорфер Г. Замыкания на землю и борьба с ними. – М.: Энергоиздат, 1932.
- [6] Neugebauer H. Определение места кратковременного замыкания на землю при помощи электронного реле // Энергетическое обозрение. – 1938, № 11. – С. 10–20.
- [7] Шалыт Г.М. Повышение эффективности профилактики изоляции в кабельных сетях // Труды ВНИИЭ. Вып. 8. – М.: Госэнергоиздат. – 1959. – С. 77–97.
- [8] Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ. – М.: НТФ "Энергопрогресс", "Энергетик", 2001.
- [9] Дуговые замыкания на землю в кабельных сетях / Л.Е. Дударев, С.И. Запорожченко, Н.М. Лукьянцев // Электрические станции. – 1971, № 8. – С. 64–66.
- [10] Дударев Л.Е., Зубков В.В. Комплексная защита от замыканий на землю // Электр. станции, 1981, № 7. – С. 59–61.
- [11] Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. М.: Энергия, 1971.
- [12] Шуцкий В.И., Жидков В.О., Ильин Ю.Н. Защитное шунтирование однофазных поврежденных электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
- [13] Вильгейм Р, Уотерс М. Заземление нейтрали в высоковольтных системах. – М.: Госэнергоиздат, 1959.
- [14] Режимы нейтрали электрических сетей / И.М. Сирота, С.Н. Кисленко, А.М. Михайлов. – Киев: Наукова Думка, 1985.
- [15] Шуин В.А. Расчет перенапряжений при дугowych прерывистых замыканиях на землю. Зависимость от режима заземления нейтрали // Новости ЭлектроТехники. – № 4 (58). – 2009.
- [16] Сирота И.М. О принципах выполнения защиты от замыканий на землю в компенсированных сетях / Автоматизация и релейная защита электрических систем. – Киев: Наукова Думка, 1966. – С. 100–119.
- [17] Лебедев О.В., Шуин В.А. О защите от замыканий на землю компенсированных кабельных сетей 6-10 кВ с использованием принципа сравнения амплитуд переходных токов // Электричество, 1973, № 12.
- [18] Кискачи В.М., Назаров Ю.Г. Сигнализация однофазных замыканий на землю в компенсированных кабельных сетях 6-10 кВ / Труды ВНИИЭ, вып. 16. - М.: Госэнергоиздат, 1963. – С. 219–251.
- [19] Патент на изобретение № 2402131 (РФ). Способ диагностики и направленной защиты от однофазных замыканий на землю в электрических сетях / А.Л. Куликов, В.А. Шуин, А.А. Петрухин. – Приоритет изобретения от 03.08.2009.



### S.1.3-12. Advancements & Future Trends in Protection of Wind Energy

David Menendez, Jorge Cardenas, Mital Kanabar  
GE Digital Energy  
Spain

#### Abstract

*Advancements in wind turbine-generator technology with variations in power electronic converter control modes, system configurations, and regional grid code are imposing many challenges to traditionally applied protection systems, and questioning its effectiveness. This article presents some of the important advancements in wind turbine mechanical protections & condition monitoring, digital generator protections, wind farm protection zones, and wind farm to utility system integration. Further, the upcoming trends with wide area synchrophasor systems and fully-integrated protection systems are illustrated with envisioned architectures*

Worldwide wind energy capacity has reached 336,327 MW by the end of 2014, out of which 17,613 MW were added in the first six months of 2014 [1]. Total wind energy generated of approx. 640 TWh which represents 4% share of the global electricity demand [2]. With high penetration of wind energy in different types/configurations of power electronic converters, protection engineers have been facing challenges due to fault current contribution by the wind generators as well as various regional grid code compliance [3].

This article categorizes wind energy protection advancement discussions in four areas as shown in Figure 1.

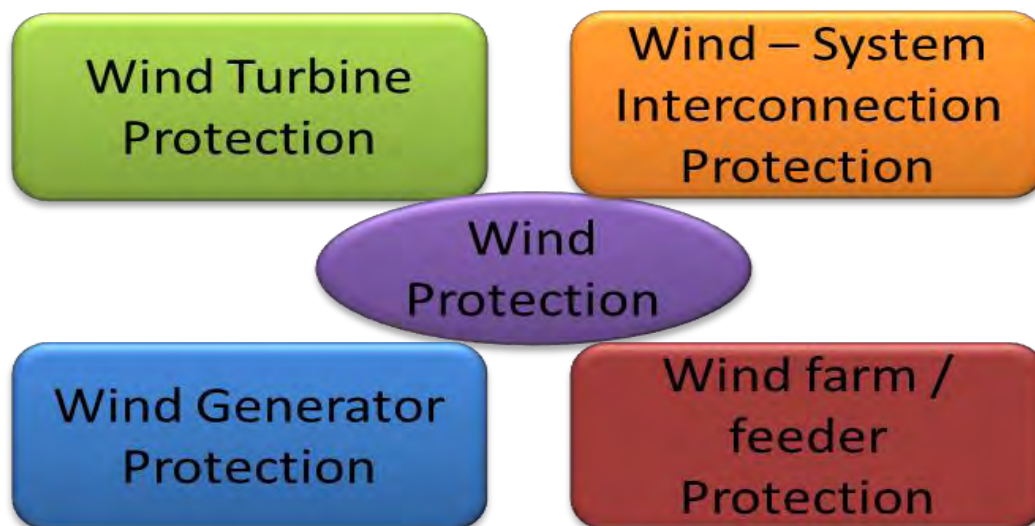


Figure 1 Classification of wind protection system considerations

## Wind Turbine (Drive Train) Mechanical Protections & Condition Monitoring



Figure 2 shows a typical wind turbine drive train inside the nacelle. Drive train consists of: Hub, main bearing, main shaft, gearbox, brake, high-speed shaft and the generator. A wind turbine gearbox should be robust enough to handle the frequent changes in torque caused by changes in the wind speed. In direct drive wind turbines the gearbox does not exist as direct drive system connects the rotor directly to a permanent-magnet generator.

Figure 2 A typical wind turbine drive train

Turbine side advanced protection & condition monitoring techniques are:

- Torque-limiting device is a mechanical slip device to provide a maximum limit for the forward & reverse torques, which is mechanical side protection against generator short circuits, emergency stops and other transient load events.
- Accelerometers are mounted on the gearbox and generators casings, permitting the vibration signature at each location to be continuously monitored. Nacelle accelerators mounted in the transverse and fore-aft directions can detect rotor mass imbalance and blade pitch errors.
- Measurements of lubricant oil pressure and debris concentrations can ensure proper lubrication and wear failure.
- In the case of electrical pitch drives bearing resistance can be monitored by measuring the motor current.
- An encoder or inductive proximity sensors measure the rotor speed in order to facilitate over-speed alarm or trip.
- Aerodynamic parking brake system is used as a backup system once the turbine is stall/stopped.

Other mechanical and electrical protection systems (i.e. corrosion, lightning protection, etc.) are also part of wind turbines.

### Wind Generator Protection Advancements

The wind turbine generator is normally an induction generator with power electronics converter and associated control system. Some protection functions which may be supported by converter control system are: Over/Under voltage (27/59); Over/Under frequency (81O/U); as well as current limiting while controlling active and reactive power.

In addition, a dedicated digital multi-functional wind generator protection relay is provided for advanced protections & enhanced co-ordination. Asynchronous wind generators operates over the wider frequency range, and hence digital wind generator protection relay allows wide range of frequency measurement 2Hz – 90 Hz, while frequency tracking up to 70 Hz.

Advanced time over current elements can be applied for enhanced co-ordination with transformer fuse & short length cable capacity curve (e.g. phase, neutral and negative sequence elements 51P/ N/\_2 and 50P/N/\_2). Customized/editable inverse curves 80 operating points (between 1.03-20 pu) and 40 reset points (0.1-0.98 pu), as shown in Figure 3. In addition to fundamental phasor, RMS based Time Over Current (TOC) may be preferred in case presence of significant harmonics in the wind farm.

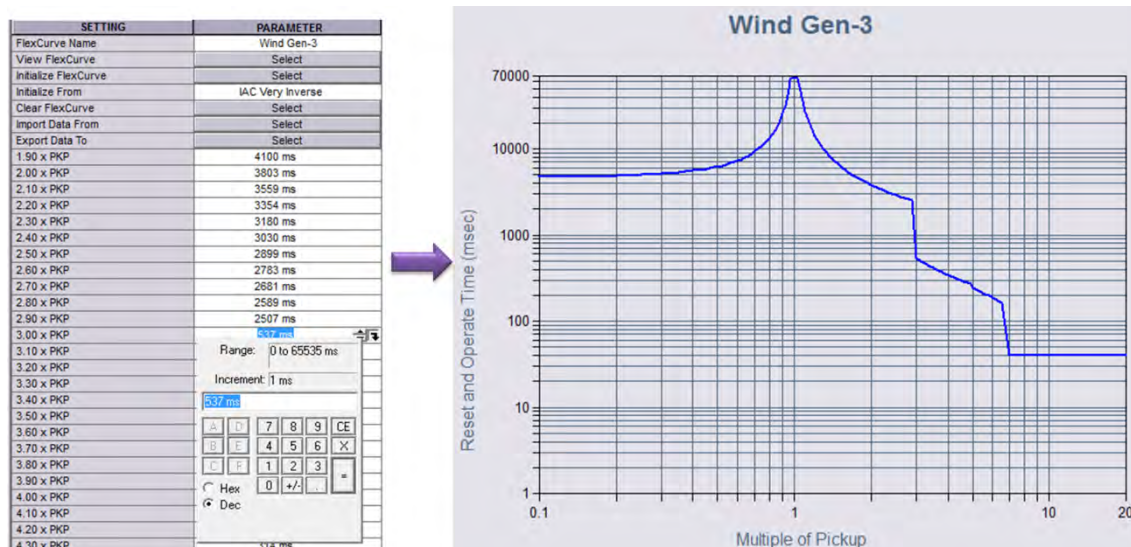


Figure 3 An example of custom-edit inverse curve development

Non-electric protection functions can also be achieved within the same wind generator protection relay with analog (dcmA) measured quantity from the transducers (vibration or hall-effect) in addition to RTDs for thermal protection. User defined thresholds can be applied to the comparator (over/under) for achieving unconventional protection functions. Different setting groups in a digital protection relay can be used to change multiple protection elements based on remote signal or user-developed logic (e.g. circuit reconfiguration).

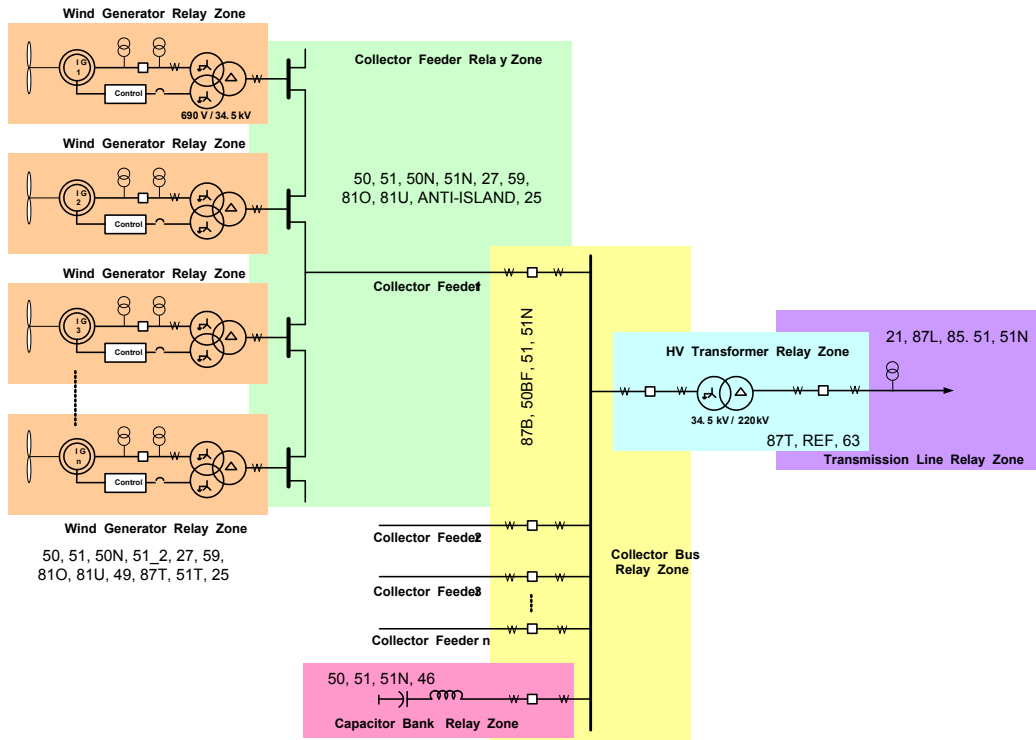
The unit step-up transformer has normally a fuse at the MV side. However for larger transformers (>1MVA) or when transformer is mounted in the nacelle with integrated a circuit breaker, dedicated transformer protection functions, such as differential and phase/ground time-overcurrent are also applied.

### Wind Electric System with Protection Zones

A wind farm has many protection zones from the traditional P&C perspective. Figure 4 illustrates the various protection zones in a typical wind farm with the individual protection function requirements of each zone (ANSI). Each protection zone has one or more protection relays and at times other means of protection such as fuses depending on the size and arrangement of a wind farm. The collector feeder is protected by a separate feeder protection relay, while the collector bus uses a bus bar protection relay. There exist different topologies for connecting wind turbine generators to the collector feeder. Radial, Bifurcated radial, Feeder-Subfeeder and Looped feeder are the different types of topologies used. Each topology has its advantages and disadvantages. Some provide the opportunity to isolate the faulted area and continue running the rest, while other topologies have lower cost. The high voltage transformer is always protected by a transformer protection relay while the transmission line has a distance or current differential relay.



**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 June – 05 June 2015, Sochi**



**Figure 4: Protection Zones in Wind Farm**

The reduced short circuit current supplied by wind turbines during faults and the existence of HV cables to connect wind farms to collectors makes difficult to coordinate adequately non directional overcurrent protections. Therefore, directional element on collector feeder side relay can be used to improve sensitivity of over current elements. In addition, communications based transfer trip solutions are used to trip the wind turbine generator breakers if the collector feeder breaker trips [5].

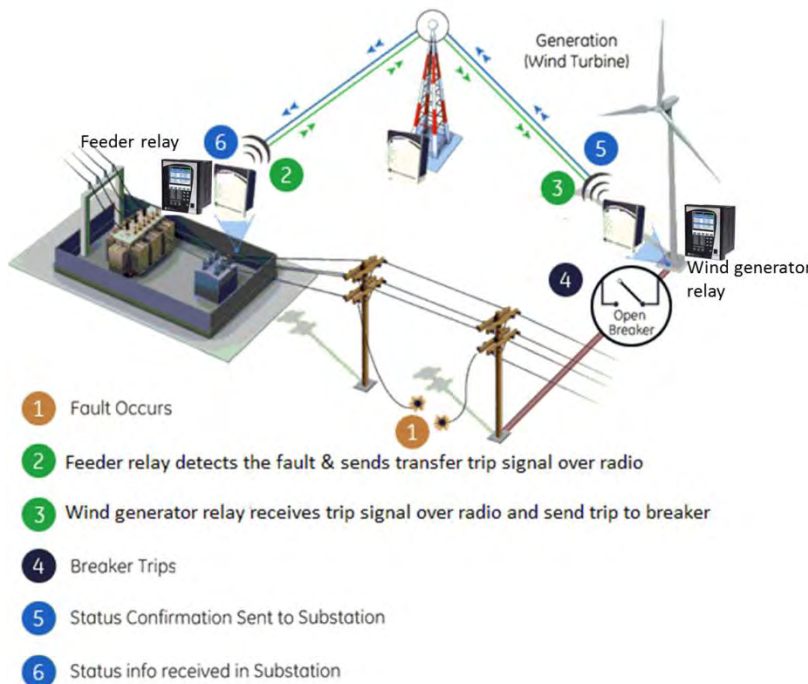


Figure 5 illustrates communication of transfer trip over wireless / radio between wind farm site and utility's substation. Point-to-Multipoint wireless communication can be used for multiple wind turbines locations with coverage up to 48 km distance with a repeater site in between. Substation or collector feeder relay can be connected to communicate with wind generator relay over wireless links where dedicated fiber link is not feasible.

**Figure 5: Transfer trip signal over radio**

Transfer trip scheme can also assure islanding of all wind generators before tripping of the (collector) feeder, such that wind generators do not operate in unsafe mode, i.e. without ground reference.

## **Wind Farm to System Integration Protections**

### **Auto-Reclose interlocking & Synchro-check**

When reclosing of the utility breaker is used, some of the following measures are normally used to avoid the interference of the DG with the reclosing operation:

1. Interlocking scheme for auto-reclosing to assure wind generators are islanded before reclosing is performed. This logic includes hot-line flag from wind generator line with coordination time delay for reclose.
2. Consider FRT requirements and complete anti-islanding time delays for auto-reclose.
3. Synchro-check is used to prevent the closing of the utility breaker unless the line voltage, phase angle and frequency of the line are within tolerances.

### **Ride Through Requirements & Islanding Scheme Coordination**

Clearance of short-circuited line(s) on a transmission network can cause loss of conventional/central generation and may spread network wide voltage sag and frequency drop conditions. With high penetration of Wind Energy Resources (WER), it is important that wind energy is remain connected in such abnormal network condition (i.e. ride through) to support the grid. Without fault ride through, system disturbances loses WERs and may further worst the stability of the grid. With dynamic reactive power support (Capacitor bank or Static Var Compensator), wind energy may support fault ride through. Grid regulatory bodies worldwide have specified ride through and related requirements, also known as grid codes: i) Low Voltage Ride Through (LVRT) to remain connected during the system voltage sag; ii) High Voltage Ride Through (HVRT) to remain connected during system overvoltage; iii) frequency range of operation; iv) frequency v/s voltage based multi-angle characteristic; v) active power ramp up/down rates; vi) reactive power/power factor support over active power flow range; etc.

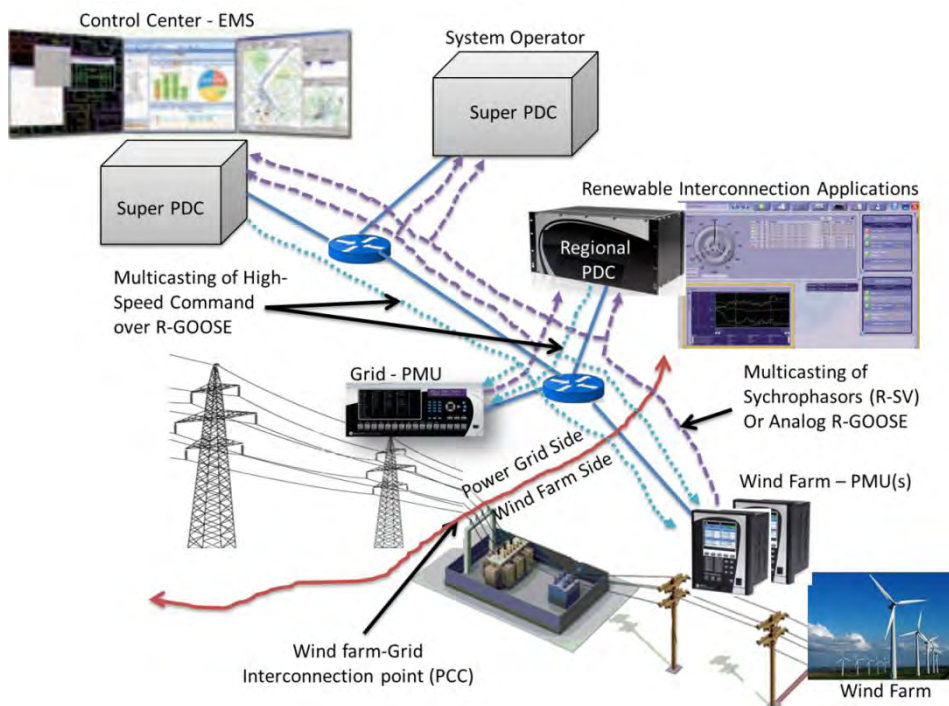
Transfer trip from remote utility breaker is one of the most used islanding system at the moment although dedicated islanding device could be an alternative solution. Advanced islanding protection device not only facilitated communication based protection schemes but also allow entering regional grid code characteristics: e.g. voltage/frequency ranges versus operating time; frequency rate of change versus operating time; active power ramp versus time; active versus reactive power directional; etc. It is important to perform power system analysis to validate/test the implemented protection schemes/configuration; and its compliance with regional grid codes. Furthermore, wide area synchrophasor system may be more suitable in some cases to co-ordinate islanding system with grid codes as explained in following sub-section.

## **Future Trends in WERs Protection**

### **Applications of Wide Area Technologies for Renewable Integrations**

Figure 6 illustrates wide area protection, control, and monitoring applications for renewable integrations. The figure shows Phasor Measurement Units (PMUs) which can be integral part of grid side transmission relay and wind farm side feeder and/or wind generator relays. New trend of using synchrophasors over IEC TR 61850-90-5 provides multicasting of synchrophasors (also referred as Routable Sampled Values (R-SV)) [6]. These PMUs data multicast (simultaneously transmitted to multiple locations) to substation or regional Phasor Data Concentrator (PDC) as well as control center level super PDCs. In addition to R-SV, IEC TR 61850-90-5 also presents Routable GOOSE (R-GOOSE) and cyber security using Key Distribution Center (KDC). The use of analog R-GOOSE for obtaining analog values, and command R-GOOSE for protection and control can facilitate high-speed Special Protection Scheme (SPS) for WERs.

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 June – 05 June 2015, Sochi**



**Figure 6: Wide area applications for regional wind/renewable inter-connections**

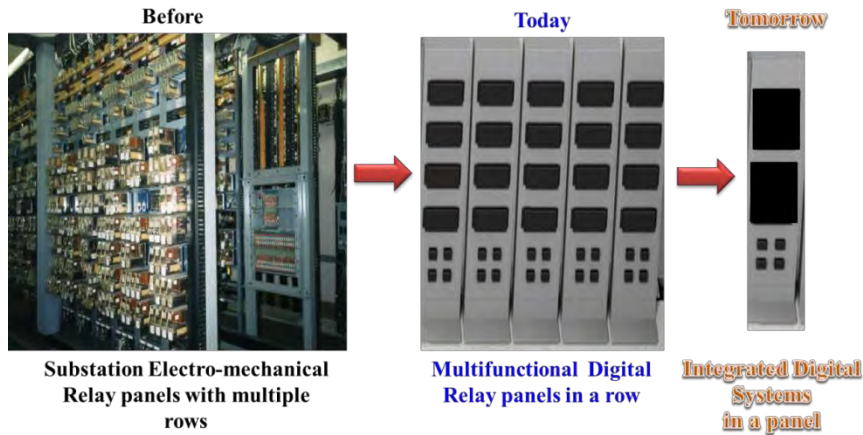
Some of the applications using R-SV (synchronphasors) and/or R-GOOSE are brief as follows:

- i. Anti-islanding of wind farm: PMU data not only include phasors of phases and sequence components, but also frequency, deviation in frequencies, analog values, and digital status at point of interconnection. This information (e.g. THD level) can be used to derive advanced islanding schemes.
- ii. Automatic Load/Generator shedding
- iii. Wind farm/ interconnection back-up protection
- iv. Accurate Fault location
- v. Small signal / inter-area oscillation detection at the interconnection
- vi. Voltage stability analysis at WER interconnection point
- vii. High-quality data archiving (60 to 120 data points per second) including power metering and quality values (voltage drop, THD, reactive power)

### **Applications of Process Bus & Integrated Protection Technologies for WERs**

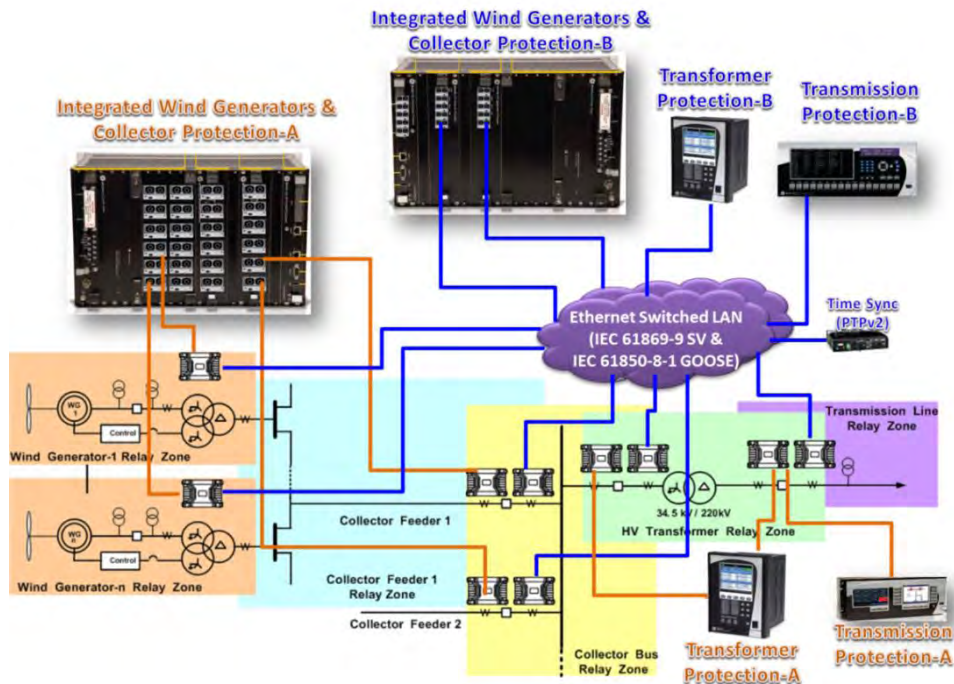
Figure 7 illustrates envisioned evolution of protection system devices in a control room. Traditional electro-mechanical relays (individual for each function) required multiple rows of relay panels; whereas today's multifunctional digital relays has less footprint and fit into single row with few panels. With evolution of standardized automation at process level (e.g. IEC 61850-9-2 technologies), the envisioning future of integrated digital systems with high computing platforms may fit into one or two panels only [7]. IEEE PES Power System Relaying Committee (PSRC) WG K15 is working on industrial report "Centralized Substation Protection & Control". The details of applying such integrated digital protection system into WER is discussed in follow sub-section.

**Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation**  
**01 June – 05 June 2015, Sochi**



**Figure 7: Envisioned evolution of protection system panels in relay room.**

Figure 8 shows the envisioned architecture of integrated WER protection system with latest development in process bus technology. IEC TC38 WG37 is working on IEC 61869-9 and IEC 61869-13 standard for digital interface of instrument transformers as well as Stand-Alone-Merging Unit (SAMU) according to IEC 61850. IEC 61869-9/-13 based process bus Ethernet switch network may use IEC 61588/IEEE1588 based PTPv2 for time synchronization (with an option for 1 PPS). The figure illustrates redundancy with different types of process bus networks: 1) Ethernet switched IEC 61869-9/-13 based process bus with PTPv2 time synchronization; and 2) Point-to-point high reliable fiber process bus (elimination of Ethernet switches and time synchronization). The Integrated digital protection system receives currents and voltages in the form of multicasted IEC 61869-9 Sampled Values (SVs) from all corresponding field Merging Unit or SAMU and performs protection function. Upon detection of fault/disturbance, the integrated digital protection system transmits GOOSE (IEC 61850-8-1) to the field MUs or SAMUs for tripping of the breaker(s).



**Figure 8: Envisioned architecture with redundant process bus & integrated WER protection.**



## **Summary**

Wind energy is rapidly growing with high penetration into the power grid, and hence the introduction of several grid codes worldwide. Many proprietary technologies around wind turbine generator with power converter controls are also evolving at fast pace. Therefore, traditional wind energy protection system may need a relook with advancements in protection/relaying industry. Advanced communication enabled digital protection devices/systems are more necessary now than before with low wind energy penetrated with limited or no grid codes. Digital/numerical protection allows enhanced digital protection characteristics and flexibilities to customize/user configurable protection functions with electrical or non-electrical (transducer) signals inputs. The Robust and reliable communication infrastructures and maturity of interoperability standards are opening up many new trends to be achieved in near future. Synchrophasors and/or Routable-GOOSE based wide area protection & monitoring may play important role in addressing complex wind integration issues and grid code compliance challenges. Furthermore, the concept of centralized/fully-integrated wind generator-collector feeder protection system over process bus is presented with redundant architecture. The application of this system in a wind farm brings in significant improvements such as reduction in P&C system total installation cost; ease of installation, commissioning and maintenance; ease of configuration; faster and reliable transfer tripping schemes; and new approaches to identify and isolate faulty sections and restore operations.

## **Bibliography**

- [1] World Wind Energy Association, "2014 Half-year Report," WWEA-World Wind Energy Association, 2014.
- [2] World Wind Energy Association, "Key Statistics of World Wind Energy Report 2013," WWEA-World Wind Energy Association, 2013.
- [3] Red Eléctrica de España, "Protection Systems in networks with high power electronics penetration," Red Eléctrica de España, 2013.
- [4] CIGRE, "The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation," CIGRE-Working Group B5.34, 2010.
- [5] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe and E. Bossanyi, Wind Energy Handbook, UK: Wiley, 2011.
- [6] Red Eléctrica de España, "Protection Systems in networks with high power electronics penetration," Red Eléctrica de España, 2013.
- [7] IEEE Power and Energy Society Joint Working Group, Fault Current Contributions from Wind Plants, IEEE Power and Energy Society.