

ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА СЧЕТ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Директор
по техническому контролю и аудиту
ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», к.т.н.,
руководитель подкомитета С6 РНК СИГРЭ
Илюшин П.В.

Екатеринбург, 2014





Мировые тенденции в развитии РГ

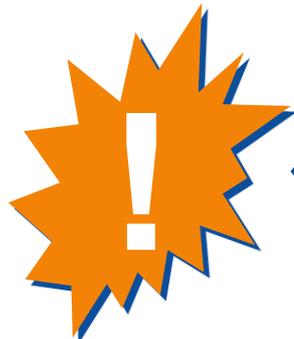


Рост суммарной установленной мощности установок РГ в энергосистемах развитых стран

Рост установленной мощности единичных объектов РГ (ветропарки, крупные солнечные электростанции)

Рост воздействия объектов РГ на установившиеся и динамические режимы работы ЭЭС

Резервирование РГ энергоустановками ТЭС, АЭС и их реновация

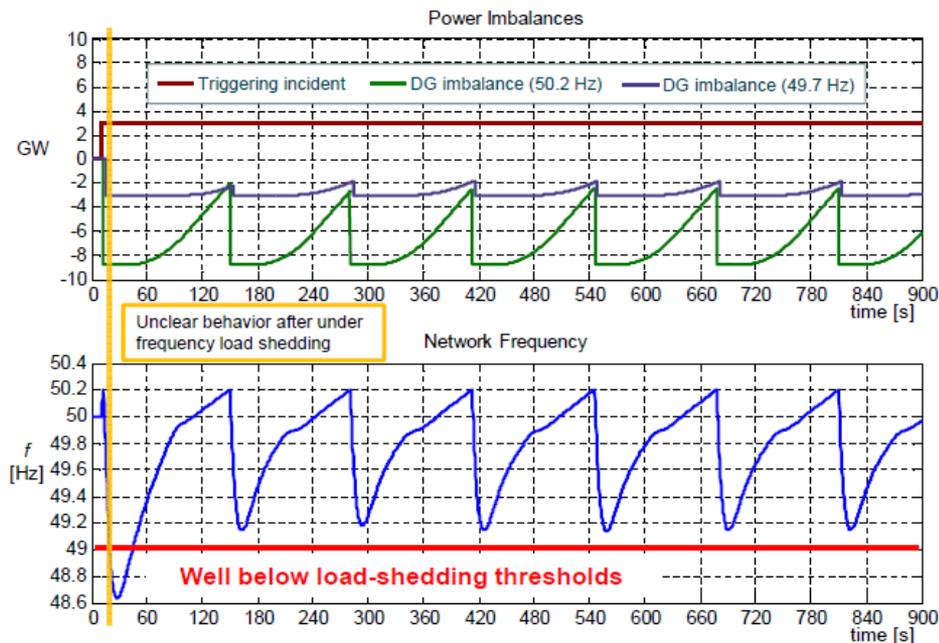


Ужесточение ТТ к работе объектов РГ в составе ЭЭС

1. Создание новых моделей управления объектами РГ
2. Развитие гибридных комплексов с применением технологий накопления энергии
3. Развитие технологий «Smart Grid»
4. Развитие технологий сбора, обработки и передачи данных



Примеры ужесточения требований для СЭС (Германия)



1. Быстрое отключение PV-установок при отклонениях частоты за пределы диапазона 47,5 – 50,2 Гц с выдержкой времени 0,2 с (например, при отключении насосов мощной ГАЭС)
2. Резкое снижение частоты в ЭЭС при отключении большого числа PV-установок действием защиты по повышению частоты
3. Неустойчивая работа АЧР

Новые технические требования к ГУ в сетях низкого напряжения (VDE-AR-N 4105) устанавливающие необходимость плавного снижения мощности ГУ при повышении частоты в ЭЭС в диапазоне 50,2 – 51,5 Гц



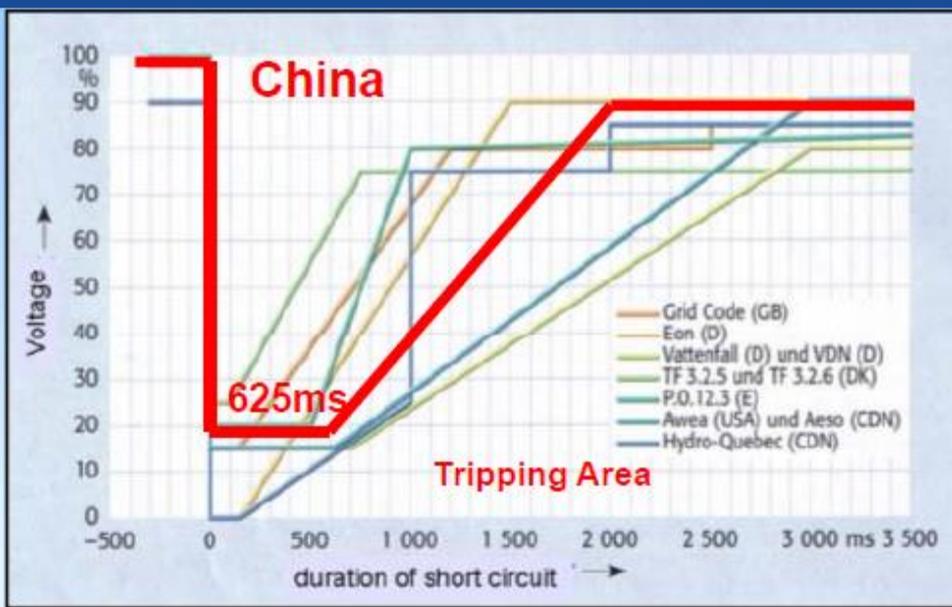
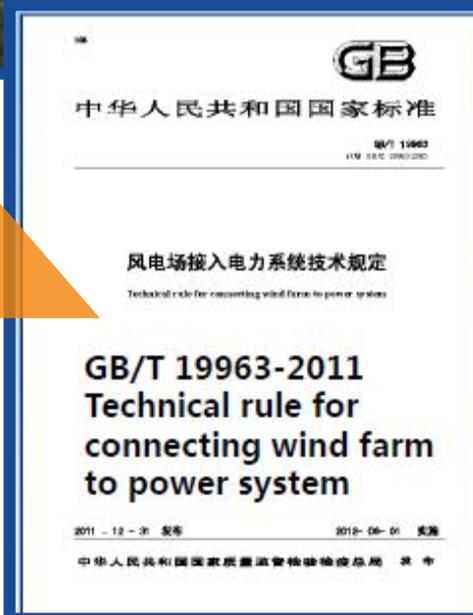
Примеры ужесточения требований для ВЭС (Китай)



1. В 2011 г. – **193** аварийных отключений, в т.ч. **12** отключений с потерей более 500 МВт нагрузки
2. 17.04.2011 с отключением 948 МВт (700 ветроустановок) привел к колебаниям f 49,81 – 50,03 Гц в ЭЭС

ПРИЧИНА: неустойчивая работа ветроустановок при снижении напряжения в сети в результате КЗ

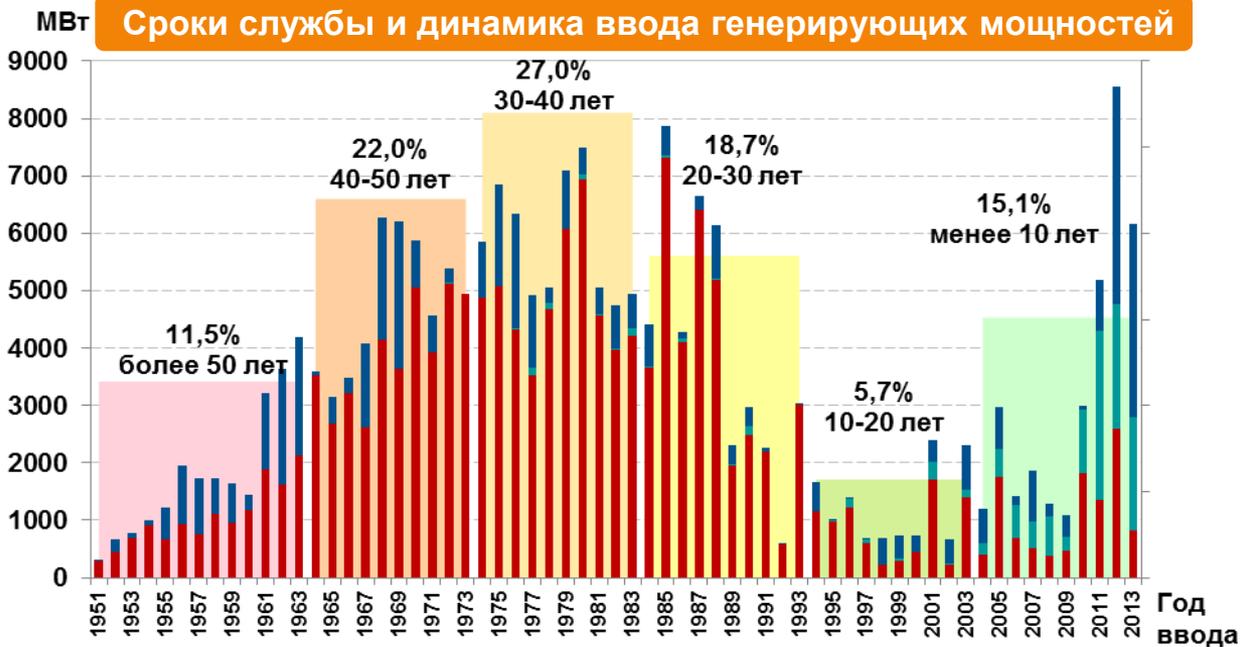
Национальный стандарт «Технические требования на присоединение ветрогенерации к ЭЭС» (вступил в силу с 01.06.2012)





Состояние генерирующего оборудования электростанций в России

Сроки службы и динамика ввода генерирующих мощностей



- Турбины гидравлические (21,4 % суммарной установленной мощности)
- Турбины газовые (5,8 % суммарной установленной мощности)
- Турбины паровые (72,8 % суммарной установленной мощности)

Информация о продлении ресурса

Оборудование	В пределах паркового ресурса			1 продление			2 продления			3 продления			4 и более продлений		
	Кол-во, шт.	МВт, т/ч	% уст.	Кол-во, шт.	МВт, т/ч	% уст.	Кол-во, шт.	МВт, т/ч	% уст.	Кол-во, шт.	МВт, т/ч	% уст.	Кол-во, шт.	МВт, т/ч	% уст.
Генерирующие установки, в т. ч.:	1 175	112 756	52,0	445	46 701	21,5	239	30 297	14,0	108	18 542	8,5	119	8 610	4,0
газовые турбины	232	12 128	97,0	8	151,4	1,2	4	107,4	0,9	2	8	0,1	3	95	0,8
гидротурбины	187	28 162	61,0	149	13 688	29,6	56	3081	6,7	12	295	0,6	30	983	2,1
паровые турбины	756	72 466	45,8	288	32 862	20,8	179	27 109	17,1	94	18 239	11,5	86	7 532	4,8
Котлоагрегаты	954	342 854	50,4	374	145 940	21,4	256	80 383	11,8	193	52 245	7,7	356	59 322	8,7

Остаточный ресурс оборудования



Свыше 60 % генерирующих мощностей имеют сроки службы 30 лет и более



Результаты анализа опыта применения ГУ на объектах РГ

- ряд ГУ иностранного производства **не применимы в отечественной электроэнергетике**, учитывая их технические характеристики, т.к. не удовлетворяют требованиям действующих НТД и/или требованиям по обеспечению надежного электроснабжения
- ряд ГУ иностранного производства **не применимы без разработки и реализации специальных технических мероприятий на ГУ** (реактирование; изменение алгоритмов АРВ; изменение параметров настройки регуляторов скорости; изменение параметров горелочного режима, изменение уставок устройств РЗА и т.п.)
- ряд ГУ иностранного производства не применимы **без разработки и реализации специальных технических мероприятий в прилегающей сети** (применение АПВ с ОС; применение быстродействующих УРЗА)

! Внедрение объектов РГ приносит положительные результаты **ТОЛЬКО** при комплексном решении всех технических вопросов интеграции в распределительные сети или сети внутреннего электроснабжения промышленных предприятий



Основные цели собственников объектов РГ

Получить максимальную экономию затрат на производство, снизив себестоимость производимой продукции

Минимизировать капитальные затраты на строительство и ввод в работу генерирующей установки (электростанции)

Минимизировать величину штрафов (например, от сжигания попутного нефтяного газа) при внедрении объекта(-ов) РГ

Снизить затраты на транспорт электроэнергии по магистральным и распределительным сетям

Обеспечить надежное электроснабжение особо ответственных потребителей при повреждениях в распределительных сетях и/или при вводе графиков ГВО или ГАОРП

Обеспечить быстрое восстановление работы объекта РГ и особо ответственных потребителей в случаях «посадки на ноль» при выделении на сбалансированную нагрузку энергорайона

Минимизировать риски повреждения генерирующих установок в процессе эксплуатации



Существующие подходы при внедрении объектов РГ

1

Потенциальный собственник объекта РГ, планирующий *автономную работу, до приобретения ГУ*, организует выполнение расчетов режимов, уставок РЗА и ПА и на основании полученных результатов и выводов составляет ТЗ на закупку ГУ с учетом всех особенностей и планируемых режимов работы

2

Потенциальный собственник объекта распределенной генерации, планирующий *параллельную работу* станции с сетью, *до приобретения ГУ*, в распределительной сетевой компании получает ТУ на технологическое присоединение и только после выполнения и согласования необходимых расчетов режимов, уставок РЗА и ПА и выводов составляет ТЗ на закупку ГУ, с учетом всех особенностей и режимов работы сети к которой подключается объект РГ

3

ГУ собственником уже *приобретена*, приходится предпринимать всевозможные усилия, чтобы включить ее в работу, *допуская, по объективным техническим причинам, снижение надежности электроснабжения потребителей*



Планирование размещения объекта РГ

1

В районе выбранной собственником для размещения объекта РГ площадки в ряде случаев полностью отсутствуют сети необходимого класса U для выдачи мощности или необходима их полная/частичная реконструкция

Следствие: Значительные финансовые и временные затраты на выполнение проекта строительства/реконструкции сети и его реализацию

2

В разрабатываемых 5-летних схемах и программах перспективного развития электроэнергетики регионов отсутствует пообъектная информация о планируемых к строительству объектах РГ

Следствие: Значительное увеличение срока технологического присоединения объекта РГ в распределительным сетям

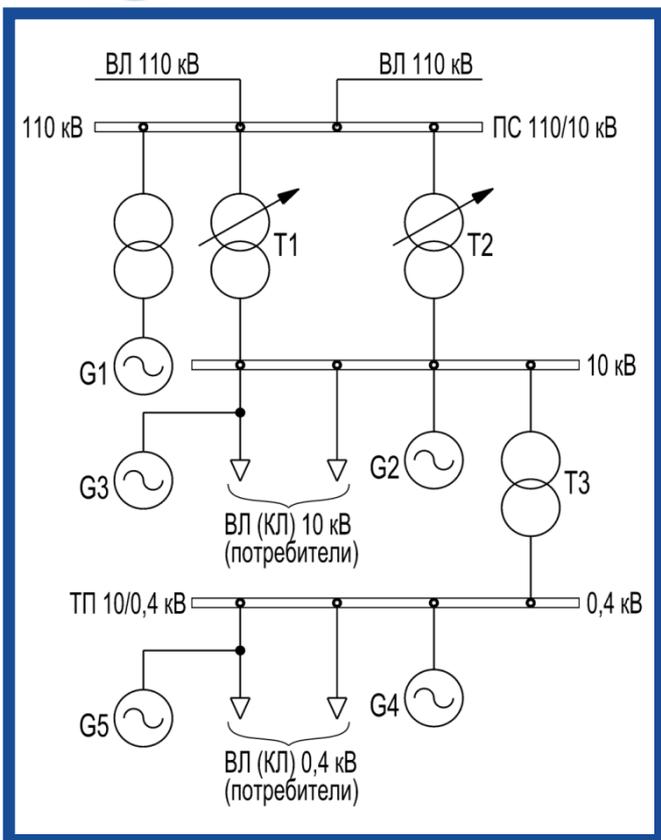
Трехэтапное проектирование объектов РГ:

1. Разработка схемы выдачи мощности (СВМ) электростанции с обоснованием строительства и инвестиций (основание для формирования ТУ на ТП)
2. Разработка проекта, включающего технико-экономическое обоснование
3. Выполнение рабочей документации по проекту строительства электростанции

ЦЕЛЬ РАЗРАБОТКИ СВМ: доказать, что объект РГ не создает дополнительных технических проблем в прилегающей сети, либо обозначить риски и принять ОТР, позволяющие их полностью устранить или минимизировать влияние до допустимого уровня



Варианты подключения объектов РГ



1 Подключение объектов РГ к шинам подстанций 110- 220 кВ (G1) или к шинам 0,4 – 6 – 10 кВ (G2, G4)

Следствие:

Принципы построения РЗА в прилегающей сети не изменяются, так как не изменяется потокораспределение, а электроснабжение потребителей осуществляется по фидерам, отходящим от шин распределительных подстанций с однонаправленным потоком мощности «от шин в линию»



2 Подключение объектов РГ к фидерам 0,4 – 6 – 10 кВ (G3, G5)

Следствие:

1. В сети возникают реверсивные потоки мощности, зависящие от режима генерации и потребления в узлах нагрузки, что требует проведения реконструкции устройств РЗА с применением более сложных защит в прилегающей сети
2. В ряде случаев требуется изменение топологии сети с установкой дополнительных коммутационных аппаратов, а также полная замена коммутационного оборудования (рост уровня токов КЗ)

Возможны различные варианты подключения (зависит от мощности объекта РГ, его удаленности от сетей распределительных сетевых компаний и других факторов)



При подключении объектов РГ к шинам ПС снижается возможность обеспечения надежного электроснабжения потребителей при авариях на шинах ПС, при которых отключаются и ГУ и все потребители



Обоснованные подходы электросетевых компаний к интеграции объектов РГ

- 1 Минимизировать отрицательное влияние особых режимов работы объектов РГ на режимы работы других ГУ и потребителей электроэнергии в узлах нагрузки (качество ЭЭ)
- 2 Минимизировать опасные факторы, связанные с травматизмом персонала при подаче напряжения от объектов РГ при проведении аварийно-восстановительных работ в распределительных сетях
- 3 Минимизировать вероятность возникновения опасных для сети и потребителей набросов нагрузки на питающую сеть, вызываемых отключениями ГУ (особенно в режимах максимальных нагрузок)
- 4 Обеспечить надежное выделение объекта РГ на сбалансированную нагрузку действием ЧДА/ДАН при возникновении РВР или использовать в качестве РИСЭ
- 5 Использовать объекты РГ в алгоритмах ПА (АОПЛ, АОСН) для минимизации объемов и времени отключения потребителей при перегрузке ЛЭП, Т (АТ) и при снижениях U в узлах нагрузки
- 6 Возможность покупки дешевой электроэнергии для компенсации технологических потерь в электрических сетях



Последствия ледяного дождя в Московской области

4

25 - 26 декабря 2010 г. в результате неблагоприятных погодных условий (ледяной дождь, гололедные явления) происходили массовые отключения в распределительных сетях Московской энергосистемы



Московская
область

МАКСИМАЛЬНО БЫЛО ОТКЛЮЧЕНО/ОБЕСТОЧЕНО
ВЛ 220 кВ – 5; ВЛ 110 кВ – 80; ПС 110 кВ – 68
ТП 6-10 кВ около 10000, население более 200 тыс. человек



Использование объектов РГ в реализации алгоритмов ПА



Учитывая свойства объектов РГ, в первую очередь – возможность принять нагрузку значительно быстрее, чем на тепловых электростанциях, целесообразно использовать генерирующие установки в реализации алгоритмов следующих видов противоаварийной автоматики:

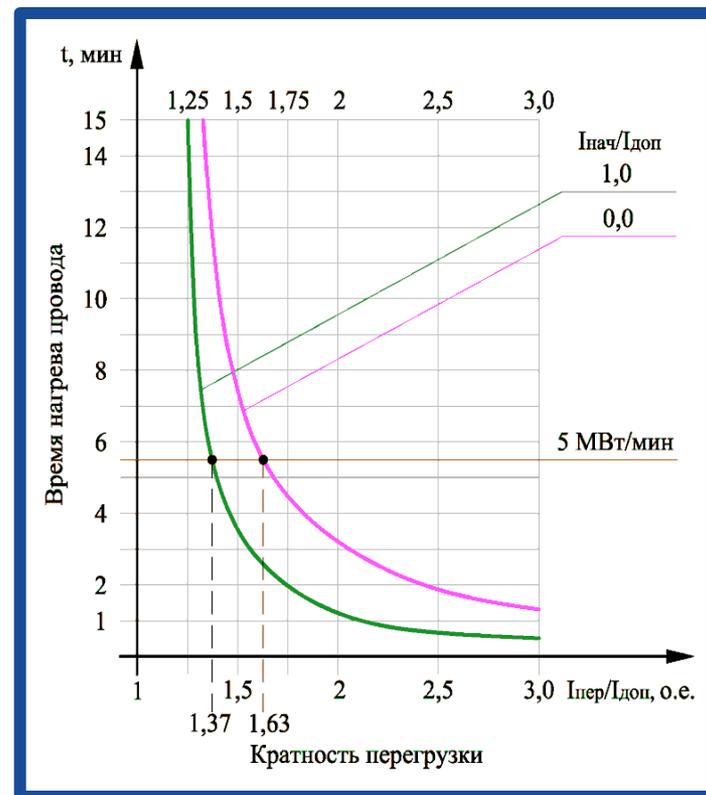
- автоматика ограничения перегрузки оборудования (ЛЭП, трансформаторов)
- автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН)

РЕАЛИЗАЦИЯ

Полная автоматизация процесса пуска агрегатов электростанции по команде от внешних устройств

Обеспечение возможности приема и реализации управляющих воздействий от устройств ПА в центральное устройство управления ГУ или станции

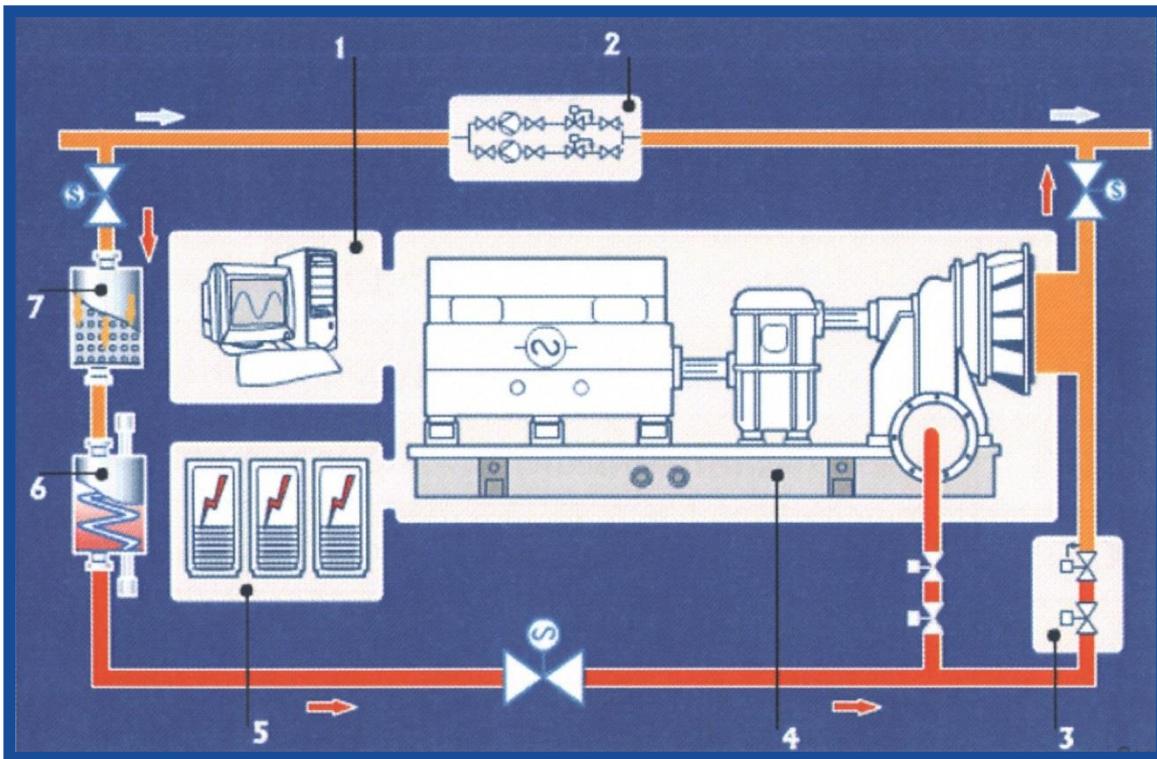
Расчетная настройка уставок регуляторов мощности генерирующих установок на скорость набора мощности, обеспечивающую разгрузку ЛЭП или трансформаторов в необходимом объеме





Компенсация технологических потерь электрической энергии

6



ДГА – это газорасширительные турбины специальной конструкции работающие параллельно с газоредуцирующими пунктам (ГРП) магистральных газопроводов

- 1 – блок управления
- 2 – газоредуцирующий пункт (ГРП)
- 3 – байпасная линия
- 4 – детандер-генераторный агрегат (ДГА)
- 5 – высоковольтная ячейка в РУ - 10 кВ
- 6 – подогреватель
- 7 – фильтр

- 1. Снижение себестоимости 1 кВт*ч в 4 раза по сравнению с современными ТЭС
- 2. Сокращение более чем в 2 раза стоимости капитальных вложений на 1 кВт установленной мощности (по сравнению со строительством ТЭС)
- 3. Малые сроки строительства объектов с ДГА – до 1 года (высокая степень заводской готовности оборудования)
- 4. Срок окупаемости проекта составляет около 3-4 лет от начала эксплуатации



Причины анализа проблемных технических вопросов с объектами РГ

Возникновение трудностей при получении ТУ на технологическое присоединение к распределительным сетям и согласовании проектных решений по интеграции объектов РГ

Снижение ожидаемой экономической эффективности от внедрения объекта РГ:

- значительное удорожание проекта
- увеличение удельных расходов топлива
- увеличение эксплуатационных затрат

Невозможность обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей (основного технологического производства) от объекта (-ов) РГ

Ускоренное истощение ресурса генерирующим оборудованием (повышенный износ, вследствие частых пусков/остановов) в процессе эксплуатации ГУ с необходимостью выполнения внеплановых текущих и капитальных ремонтов

Преждевременный (аварийный) выход из строя ГУ при нормативных возмущениях в сетях внешнего и/или внутреннего электроснабжения



Причины возникновения проблемных технических вопросов с объектами РГ

1

Отсутствие на этапе принятия решения о строительстве объекта РГ понимания о возможных режимах работы ГУ/электростанции (параллельная; изолированная; комбинированная)

2

Неправильный выбор вида, типа, мощности ГУ (удельные расходы топлива, величины минимальной технологические загрузки, набросы/сбросы нагрузки)

3

Отсутствие принципиально важных пунктов требований в ТЗ на закупку генерирующих установок и/или в ТТ к генерирующим установкам

4

Неполное или некачественное выполнение проектов схем выдачи мощности с учетом особенностей сетей внешнего и/или внутреннего электроснабжения, а также учета влияния нагрузки

5

Неудовлетворительная организация эксплуатации ГУ/электростанции (отсутствие инструкций по эксплуатации; отсутствие обученного квалифицированного персонала)



Основные вопросы подлежащие анализу при внедрении объекта РГ

Оценить конструктивные особенности ГУ (технологические ограничения и защиты)

Оценить алгоритмы и параметры настройки САУ (САР) ГУ

Оценить алгоритмы и уставки устройств РЗА ГУ и их согласованность с уставками РЗА сети

Оценить влияние особенностей сети на возможность безаварийной работы ГУ

**ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ
ВОЗМОЖНОСТИ
ОБЕСПЕЧЕНИЯ
НАДЕЖНОГО
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

Оценить допустимость режимов работы ГУ (параллельный; изолированный)

Оценить возможность участия ГУ в алгоритмах устройств ПА сетей

Оценить влияние нагрузки на режимы работы ГУ

Оценить влияние особых режимов работы ГУ на надежность электроснабжения потребителей



Проблемные вопросы связанные с конструктивными особенностями ГУ

1

Механические повреждения ГУ из-за воздействия ударных электромагнитных моментов при возникновении многофазных КЗ или НАПВ во внешней электрической сети

2

Нарушения динамической устойчивости ГУ (ГПУ, ГТУ с разрезными валами – свободными силовыми турбинами) при многофазных КЗ во внешней электрической сети

3

Преждевременные отключения ГТУ технологической защитой при снижении частоты в ЭЭС или выделенном энергорайоне (переход компрессора в режим «помпажа» с возможным повреждением ГТУ)

4

Неуспешные выделения действием АВСН в связи с отключением ГУ технологическими защитами или защитой от обратной мощности при набросах / сбросах нагрузки

5

Невозможность реализации АВСН из-за наличия ограничений по технологическому минимуму нагрузки ГУ (диапазон от единиц до десятков % от $P_{ном.}$)



Механическая стойкость ГУ при внешних КЗ



ТРЕБОВАНИЕ: Внешние КЗ, ликвидируемые устройствами РЗА (основными и резервными) электрической сети, не должны создавать опасность механического повреждения ГУ



Требование установлено в ГОСТ 533-2000 (МЭК 34-3-88) и ГОСТ 183-74 (2001), п. 1.31., действие которого распространяется на вращающиеся электрические машины постоянного и переменного тока без ограничения мощности, напряжения и частоты



Стандарт не распространяется на электрические машины, предназначенные для применения в бортовых системах подвижных средств наземного, водного и воздушного транспорта

Возникающие повреждения, как правило, связаны с применением ГУ с конверсионных производств, созданных как бортовые источники электроснабжения

При заказе ГУ необходимо требовать чтобы завод-изготовитель (поставщик):

- документально подтверждал, что любые КЗ во внешней сети не представляют угрозы нарушения механической прочности генерирующих установок

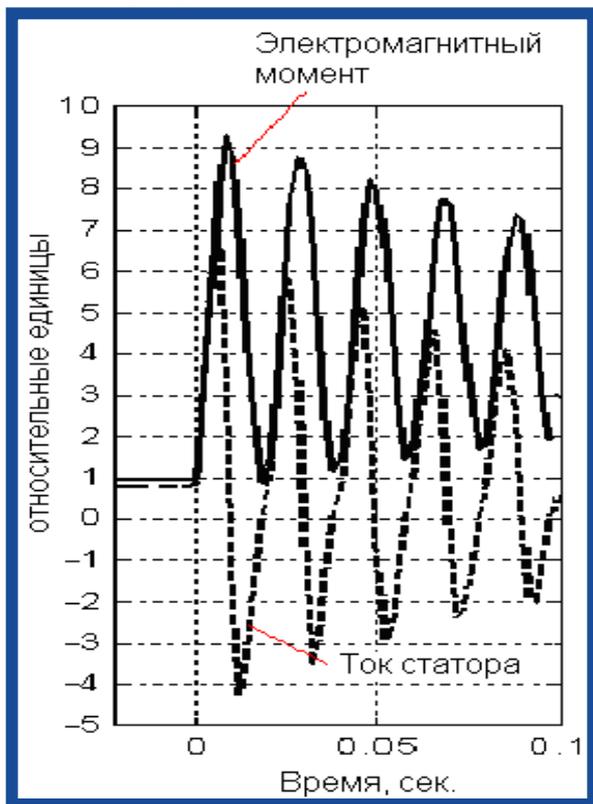
Альтернатива: включение в цепь статора генератора токоограничивающих устройств (реакторов) с сопротивлением, достаточным для необходимого снижения ударных электромагнитных моментов

- указывал величину продолжительности КЗ, безопасную для термической стойкости генераторов (определяет требования к времени ликвидации КЗ в сети)



Ударный электромагнитный момент при КЗ и НАПВ

1



- максимальное значение механического момента ($M_{к(3).\text{макс}}$) при трехфазном КЗ может в 5-10 раз превышать номинальный момент (обусловлено значением апериодической составляющей тока КЗ)
- при двухфазном КЗ значение $M_{к(2).\text{макс}}$ может в 1,3-1,4 раза превышать величину $M_{к(3).\text{макс}}$ (обусловлено ярко выраженной 2-ой гармоникой, составляющей 50% от основной, искажающей синусоидальную форму момента)
- величина $M_{\text{НАПВ}}$ может достигать для генераторов без демпферной обмотки в 3,2 раза больше, а для генераторов с демпферной обмоткой до 1,7 раза больше, чем при трехфазном КЗ

Быстрое отключение генератора устройствами РЗА, чтобы можно было существенно снизить величины $M_{к(2,3)\text{макс}}$ и $M_{\text{НАПВ}}$ невозможно, и таким способом исключить воздействие ударных нагрузок нереально

1. При трехфазном КЗ ток пропорционален ЭДС генератора и обратно пропорционален суммарному сопротивлению цепи КЗ
2. При НАПВ ток пропорционален разности мгновенных значений ЭДС генератора и напряжения сети и обратно пропорционален X_{Σ} (генератора, трансформатора и внешней сети), а степень опасности НАПВ увеличивается со снижением мощности электростанции

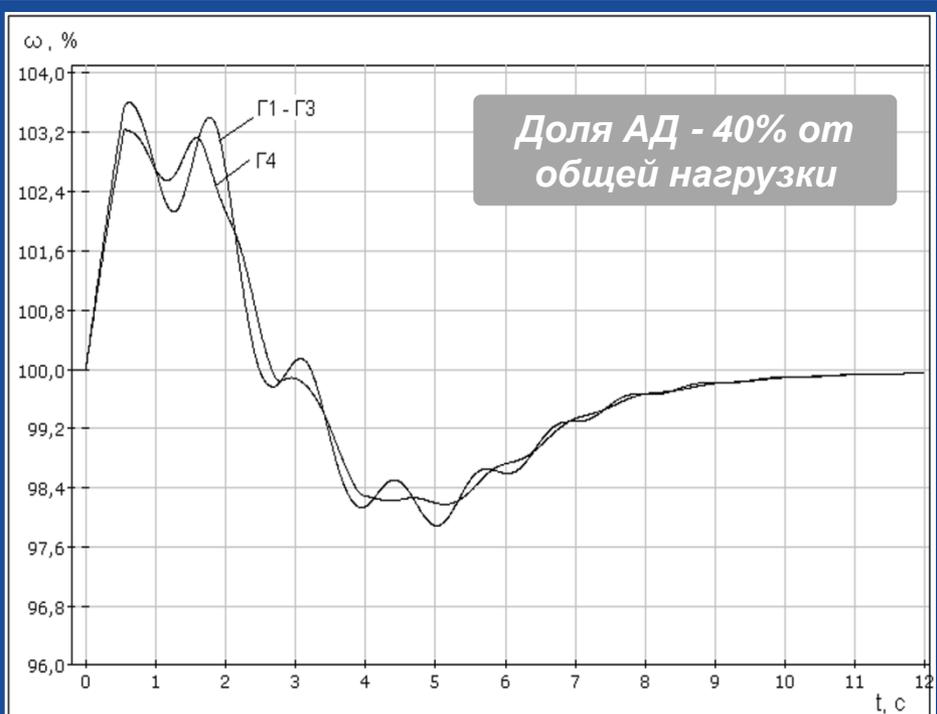
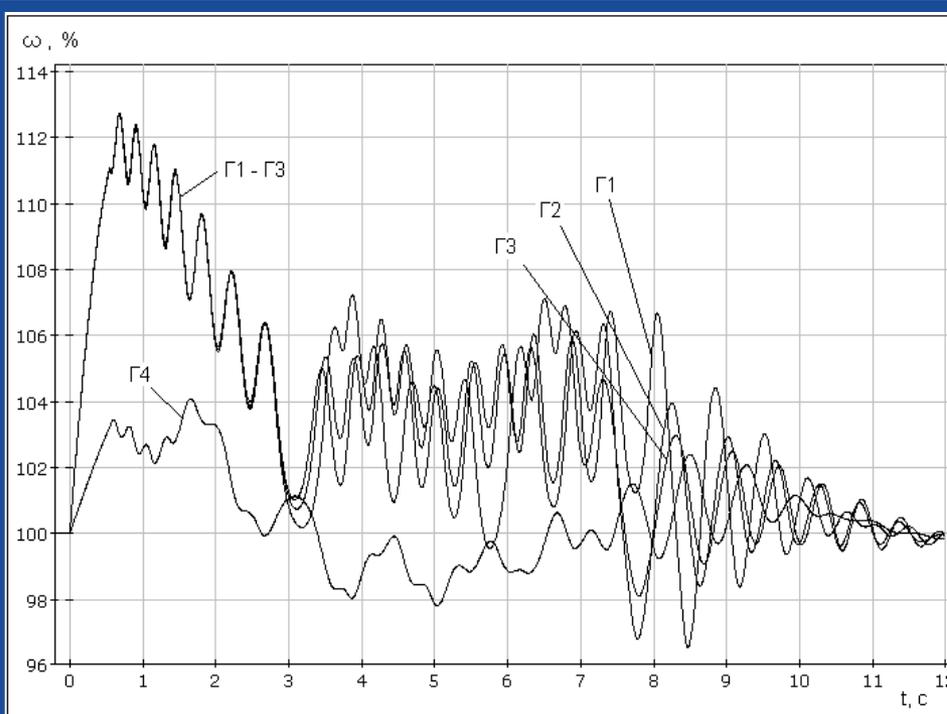


Рис.1. Расчет изменения скоростей вращения генераторов ПГЭС: газотурбинных двухвальных Г1-Г3, и паротурбинного Г4 при трехфазном КЗ с отключением линии в ремонтной схеме

Рис. 2. Тот же процесс, что на рис. 1, но при замене двухвальных ГТУ на одновальные

В одинаковых условиях, но в случае применения одновальных ГТУ вместо двухвальных, синхронизм быстро восстанавливается



Влияние параметров нагрузки на результаты расчетов

2

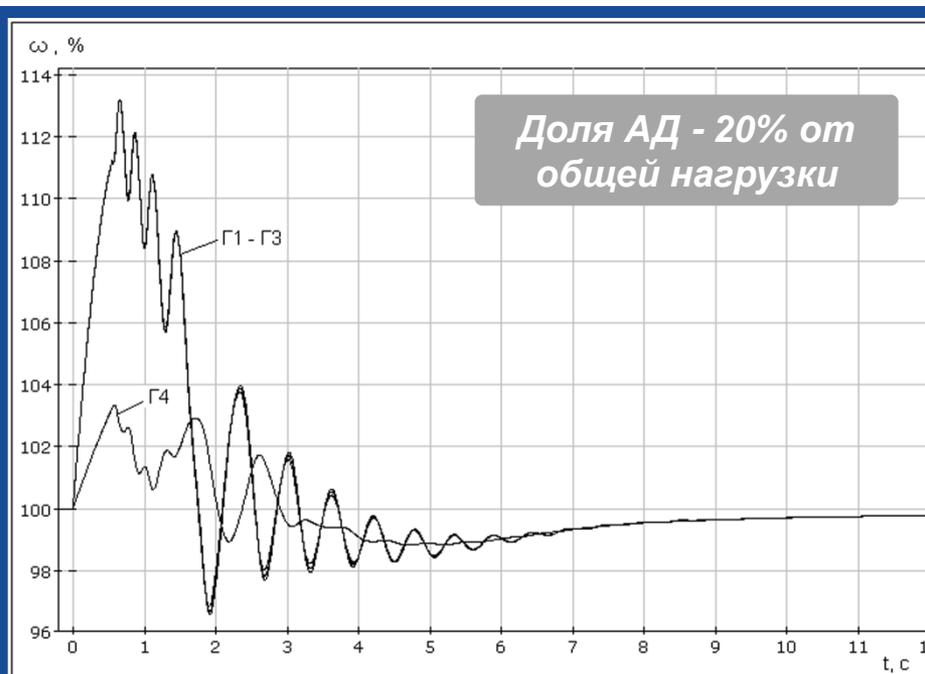


Рис. 1. Асинхронный режим длится менее 2 с (ресинхронизация наступает после четырех проворотов)

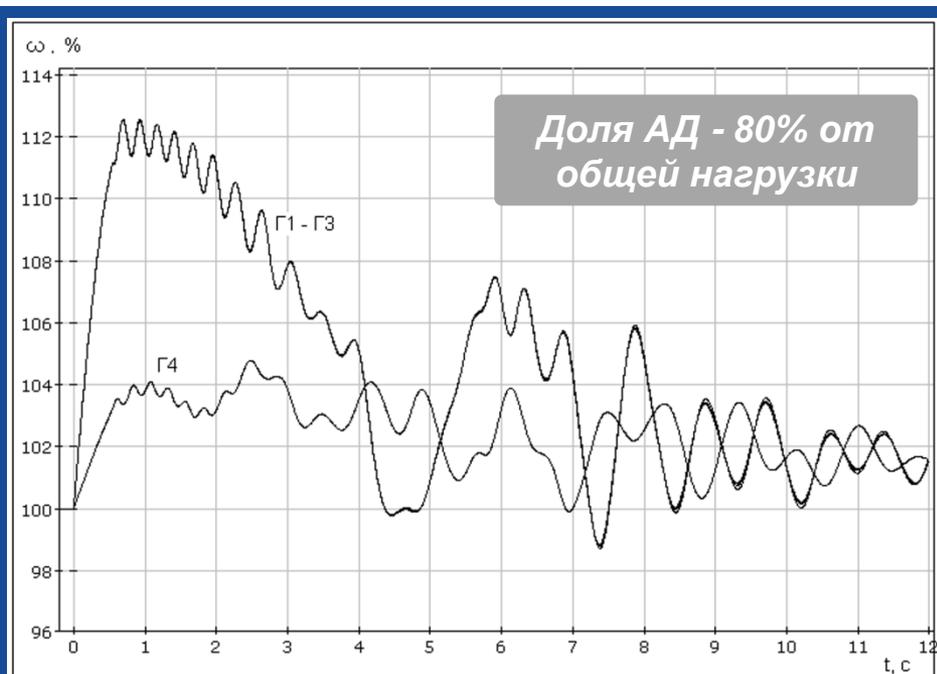


Рис. 2. Ресинхронизация не наступает, т.к. возникает лавина напряжения (U становится ниже 50% от $U_{ном.}$ до отключения значительной части нагрузки)

Многочастотные АР наблюдаются в узлах промышленной нагрузки, особенно при наличии объектов РГ и с большой долей СД (значительные перемещения ЭЦК, затрудняющие выявление и ликвидацию АР)



Применение автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР)



Характеристики асинхронного режима у рассматриваемых генераторов:

- большое скольжение
- значительная амплитуда колебаний скольжения
- высокая вероятность самопроизвольной ресинхронизации, если состояние сети близко к нормальной схеме

Последствия быстрой ликвидации асинхронного режима действием АЛАР:

- временная потеря для сети данной генерации, или значительной ее части (при наличии на генераторном напряжении нагрузки)
- увеличение перетоков мощности по сети
- снижение напряжений в узлах сети

С точки зрения надежности работы сети и электроснабжения потребителей, целесообразно допускать АР генераторов небольшой мощности, если:

- кратковременный
- заканчивается самопроизвольной ресинхронизацией генераторов
- не наносит вреда нормальной работе других генераторов и электроприемников (должно быть обосновано расчетами)
- длительность АР контролируется АЛАР

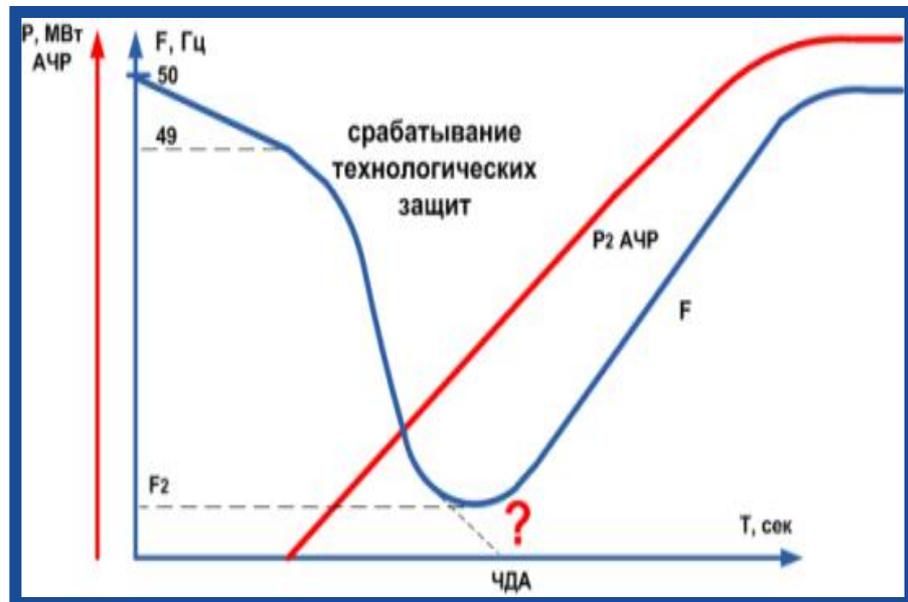
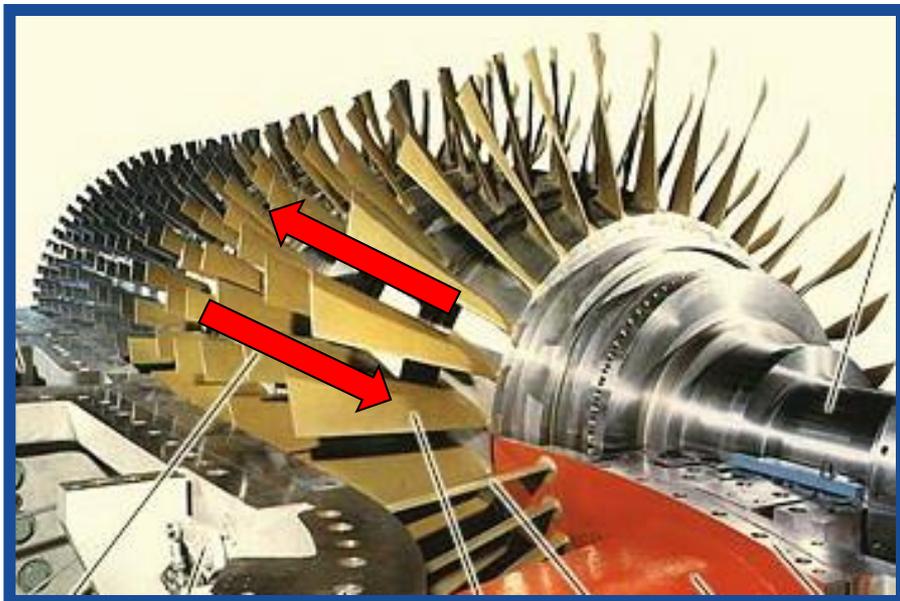


Действие АЛАР на отключение обосновано только в том случае, если длительность АР оказывается больше допустимой (затяжные асинхронные режимы генераторов наиболее вероятны в ремонтных схемах и аварийных условиях, когда ослаблены связи в энергосистеме)



Защита от помпажа компрессора ГТУ

3



Сигнализация $f = 49 - 49,5$ Гц (0 с); Аварийное отключение ГТУ $f = 47,5 - 48,5$ Гц (20 с)

Уставки АЧР1 $46,5 - 48,8$ Гц (0,3 с); Уставки ЧДА $46 - 47,0$ Гц (0,3 - 0,5 с)

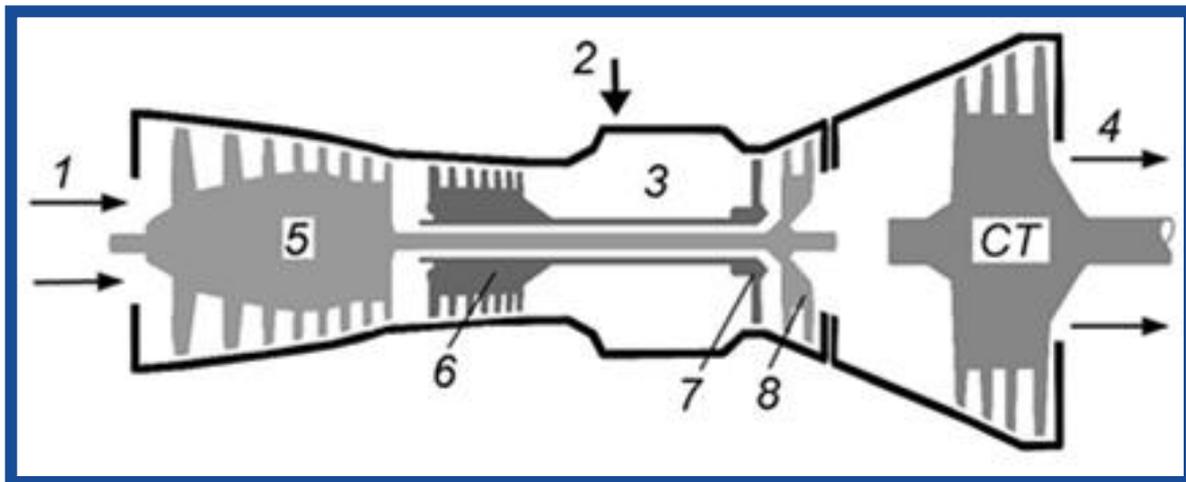
Помпаж – это аэродинамический феномен в виде автоколебательного процесса перемещения всей массы воздуха внутри компрессора от входа и обратно (резко падает КПД, возрастает вибрация и динамические напряжения в рабочих лопатках)

Является одной из основных технологических защит ГТУ и не может быть выведена из работы (при больших нагрузках может привести к повреждению ГТУ, что обусловлено конструкцией компрессора)



Последствия набросов нагрузки на многовальные ГТУ

4



1 – воздух, 2 – топливо,
3 – камера сгорания,
4 – к котлу-утилизатору,
5 – компрессор НД,
6 – компрессор ВД,
7 – турбина ВД,
8 – турбина НД

! Значительные набросы нагрузки вызывают резкое снижение скорости вращения генератора и силовой турбины, имеющих жесткую связь, и малые T_j

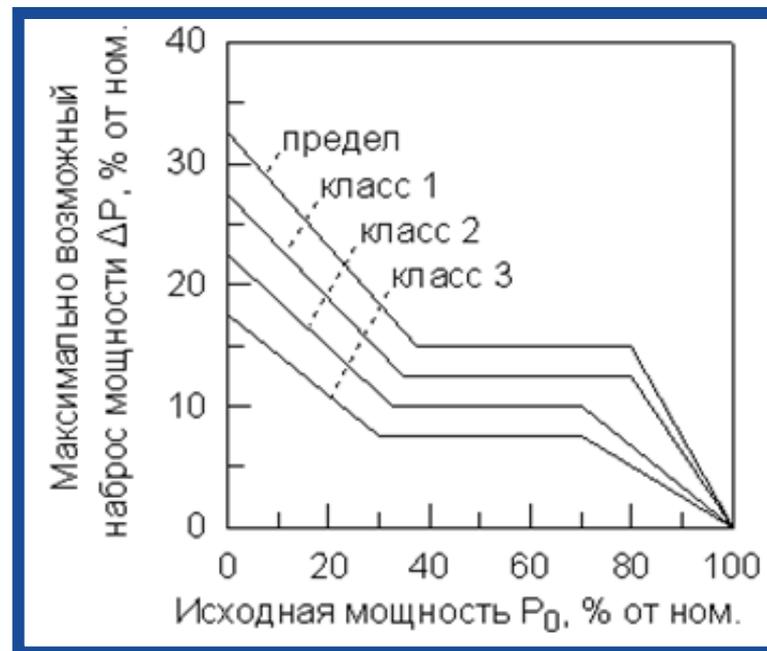
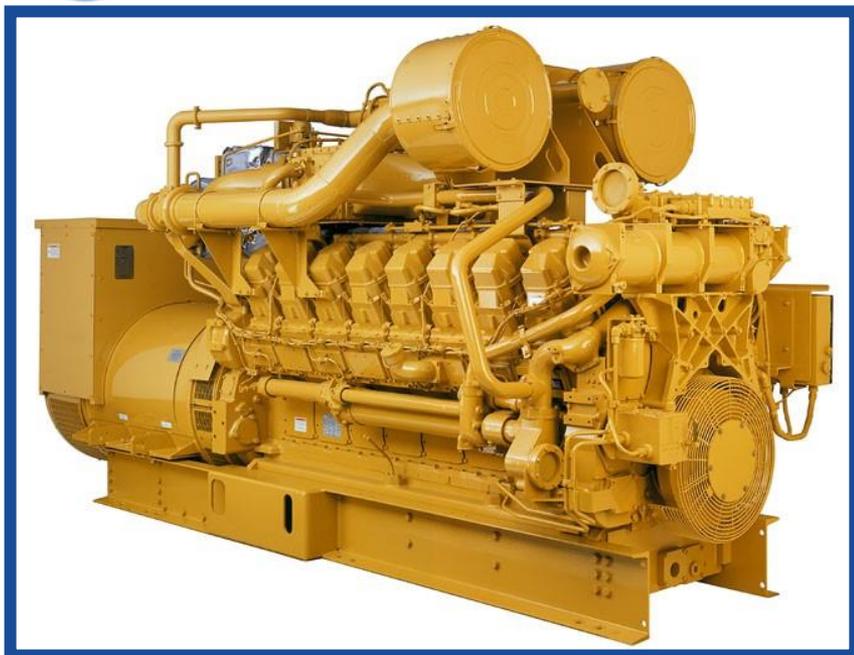
Следствия:

- возникновение газодинамического импульса направленного на проточную часть и элементы газовой турбины, скорость вращения которой максимальна и не изменяется (имеют отдельные валы с силовой турбиной)
- диски и рабочие лопатки последних ступеней газовой турбины подвергаются значительным механическим напряжениям, под влиянием резкого увеличения давления рабочей среды, вызывающим их повреждения (ограничения на применение НАПВ в сети)



Последствия набросов нагрузки на ГПУ (ГПД)

4



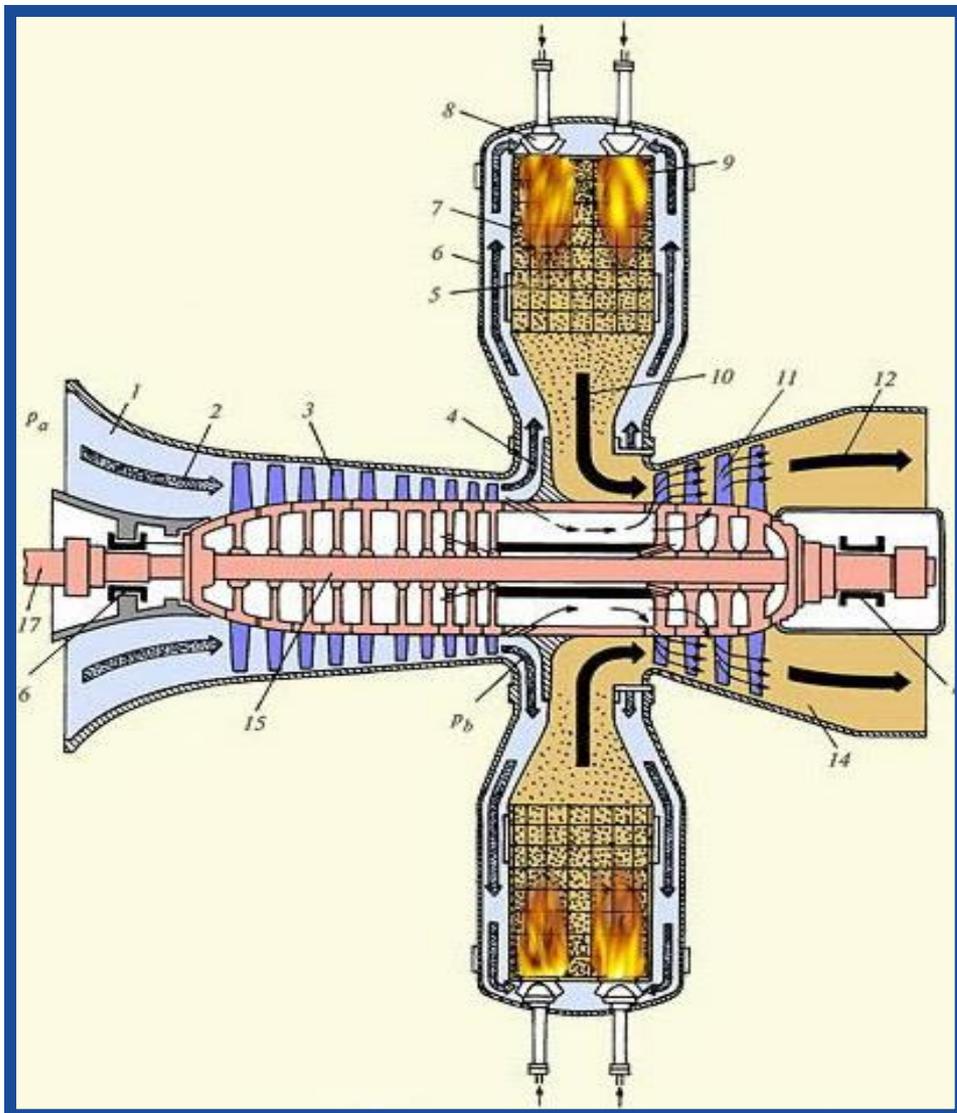
! Скачкообразный наброс P на ГПД, не вызывающий его перегрузки, может приводить к его перегреву и отключению технологическими защитами, т.к. большей подаче топлива должно соответствовать увеличение подачи воздуха в ГПД от компрессора (мгновенно увеличить скорость вращения компрессора невозможно)

Производители лимитируют величину скачкообразных набросов мощности, приводя графики допустимых набросов мощности, при этом интервал между набросами должен быть не меньше 1-2 мин



Последствия сбросов нагрузки с одновальных ГТУ

4



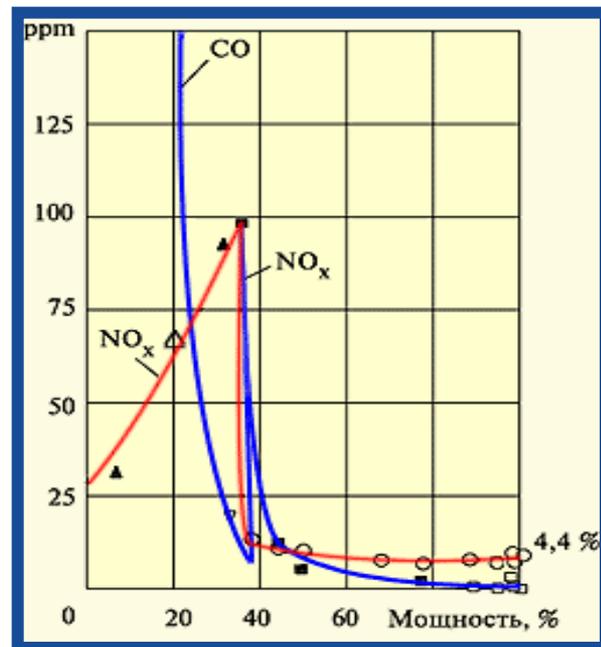
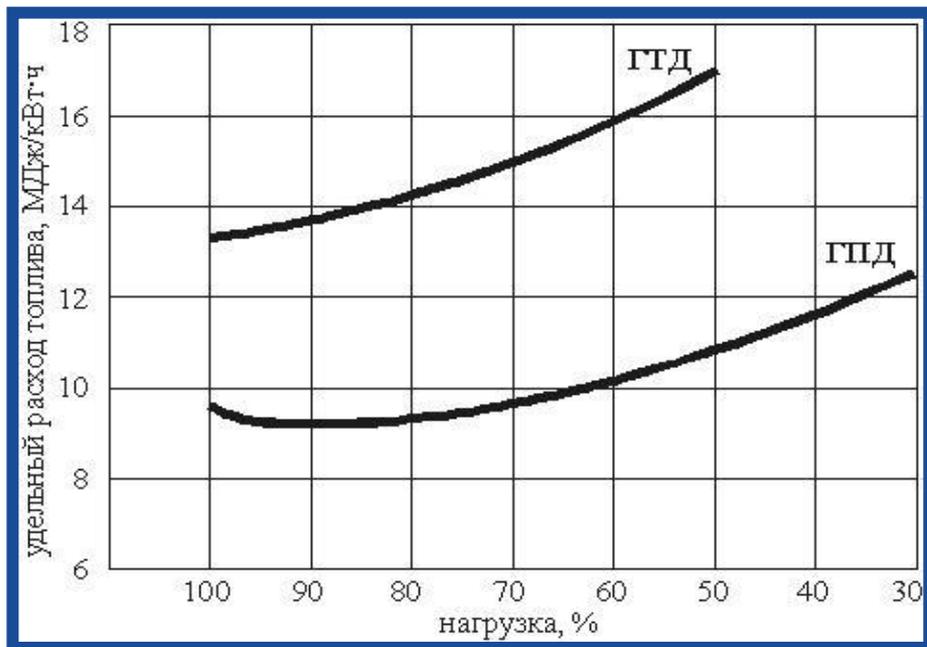
При резком сбросе нагрузки с одновальных ГТУ (выделение электростанции действием АВСН на сбалансированную нагрузку или переход в режим холостого хода; синхронные качания в системе) в различных режимах работы (диффузионный режим или режим предварительного смешения) происходит **отрыв (погасание) пламени в камере сгорания и останов ГТУ технологическими защитами**

Требуется модернизация входного направляющего аппарата и перенастройка горелочного режима ГТУ



Технологический минимум нагрузки для ГТУ и ГПУ (ГПД)

5



Технологический минимум для ГПД составляет порядка 30-40% от $R_{ном.}$, (особенно критично в автономном режиме)

Определяется особенностями горелок ГТУ и параметрами горелочного режима (требования по токсичности выхлопных газов - содержание NOx и CO)

Допускается работа с частичной нагрузкой от 20% до 40% номинальной, но не чаще 6 раз в год, и на срок до 24 часов

Работа в автономном режиме с нагрузкой ниже 50% номинальной допускается не чаще одного раза в сутки на срок не более 4 часов

У горелок с предварительным смешением при малых расходах топливного газа по отношению к поступающему воздуху горение становится неустойчивым

Длительная работа на диффузионных горелках у ряда ГТУ не предусматривается



Проблемные вопросы связанные с алгоритмами/настройками САУ (САР) и РЗА

1 Возникновение синхронных качаний ГУ (межзональные синхронные колебания Р или незатухающие синхронные колебания Р на ГУ) обусловленные выбором параметров АРВ

2 Неселективное отключение генераторов при отсутствии угрозы механического или термического повреждения при возникновении КЗ в прилегающей электрической сети

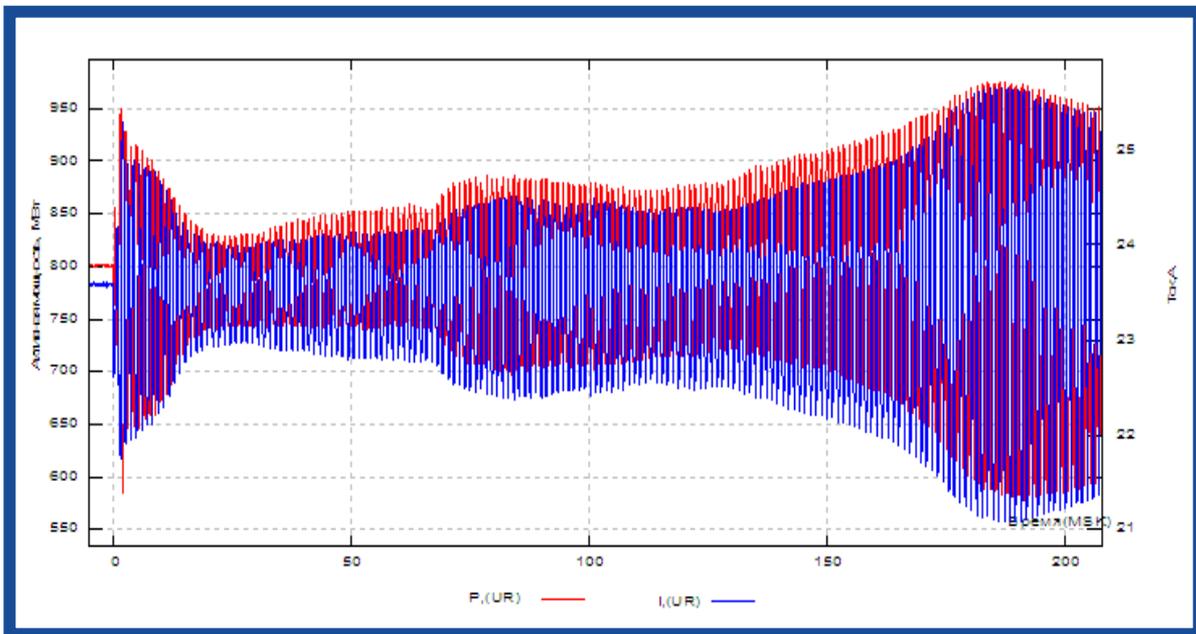
3 Значительные сложности в обеспечении селективного отключения КЗ в сети, а также прямых пусков электродвигателей при изолированной (автономной) работе ГТУ с ТПЧ

4 Невозможность обеспечения регулирования частоты вращения генераторов в 2-х состояниях: при параллельной работе с сетью и при автономной (изолированной) работе

5 Повышенный износ регулирующих клапанов при отсутствии зоны нечувствительности в АРЧВ (исключение УВ на турбину при малых отклонениях f близи ее номинального значения)



Применение АРВ зарубежного производства



Система добровольной сертификации СДС «СО ЕЭС» (РОСС RU.31034.04ЕЭ01)



1. Разработаны в соответствии с зарубежными стандартами (IEEE 421, МЭК 34-16 и др.)
2. Не соответствуют требованиям ПТЭ, ПУЭ и ГОСТ 21558-2000
3. Не содержат ряд основных функций (релейная форсировка, блокировка работы системного стабилизатора при небалансах Р в ЭЭС и др.)

Необходимо проведение испытаний АРВ зарубежного производства в соответствии с «Методикой проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов»



Осциллограммы переходных процессов ГУ с ГПД

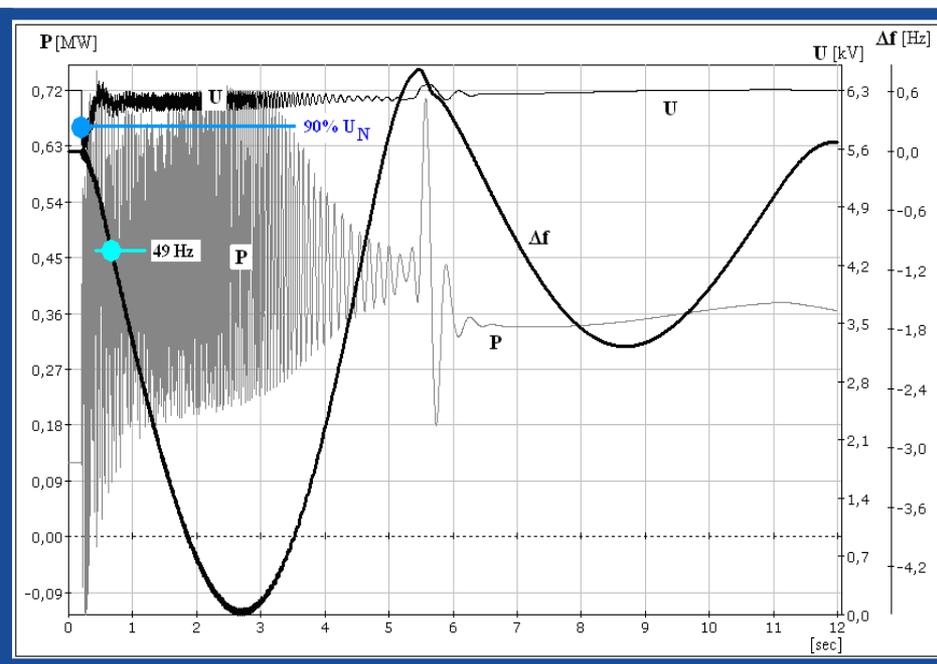
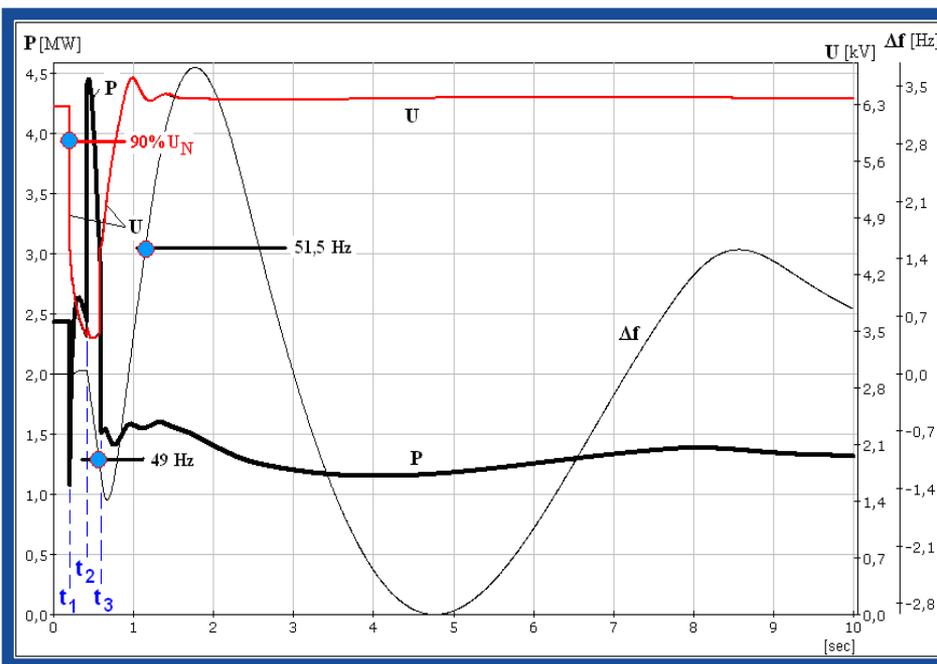


Рис.1. Осциллограмма переходного процесса при отделении ГУ с газопоршневыми двигателями от внешней сети

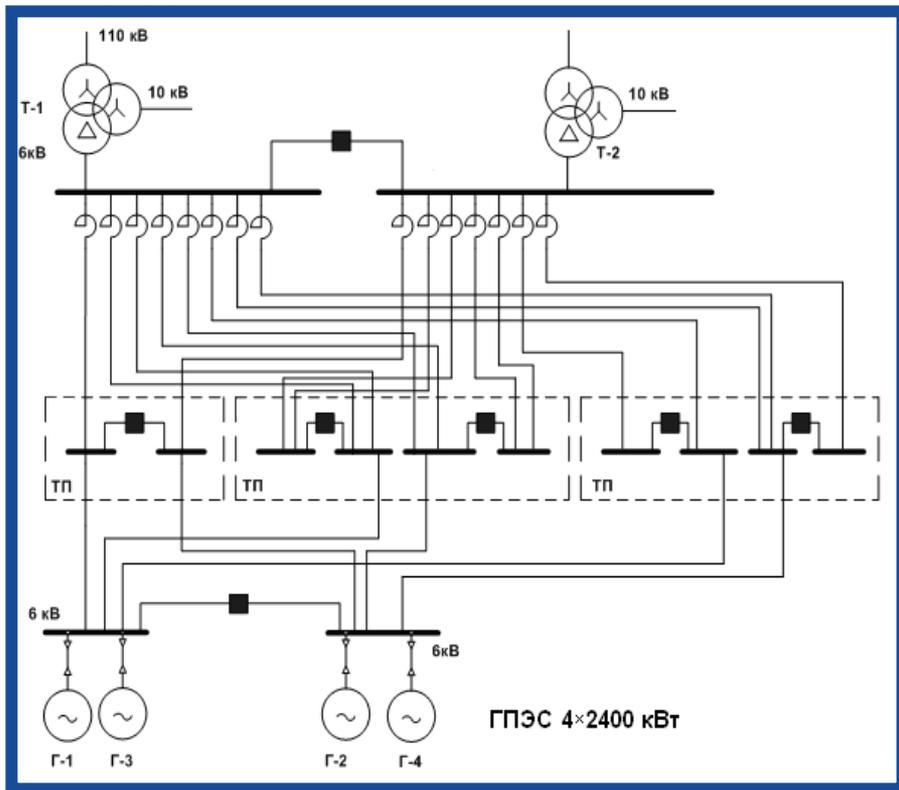
Рис.2. Осциллограмма переходного процесса при работе ГУ в изолированном режиме, при пуске синхронного двигателя мощностью 1250 кВт

Указаны срабатывания пусковых органов устройств РЗА ГУ, препятствующие нормальному функционированию ГУ



Следствия неселективного выбора уставок устройств РЗА ГУ

2



Выбор уставок РЗА приводит к частым отключениям ГУ в режимах не опасных для генераторов при внешних КЗ, что снижает возможности в обеспечении надежного электроснабжения потребителей от объектов РГ

1

Работа ГПЭС в мощной сети

Следствие:

Все многофазные КЗ в сети 110 кВ, даже на расстоянии от питающей ПС, а также все КЗ в сети 6 кВ, питающейся от этой ПС, приводят к отключениям генераторов ГПЭС действием защиты генераторов от понижения напряжения

2

Работа ГПЭС в качестве аварийного источника электроснабжения при отделении от сети

Следствие:

Внезапный разрыв связи с сетью 110 кВ по указанным выше причинам приводит к полному погашению всех потребителей. Возможное быстрое действие разгрузки по напряжению и/или по частоте недостаточно для предотвращения лавины напряжения

3

Работа ГПЭС в качестве основного источника питания в выделенном энергорайоне

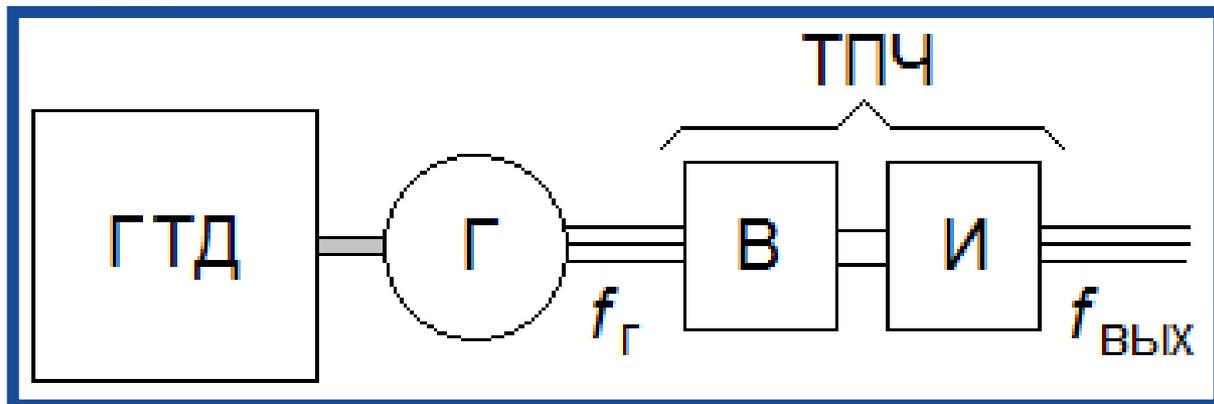
Следствие:

Невозможен прямой пуск синхронного или асинхронного двигателей 6 кВ, даже от 4 параллельно работающих газопоршневых генераторов. Поочередные прямые пуски асинхронных двигателей 0,4 кВ небольшой мощности возможны



ГУ с тиристорными (транзисторными) преобразователями частоты

3



Задачи регулирования напряжения и активной мощности ГУ, имеющих ТПЧ и работающих как в сети, так и автономно, решаются в инверторе

Наличие ТПЧ радикально изменяет «поведение» ГУ при аномальных и переходных режимах в сети по сравнению с обычными ГУ:

1. Регулирование в инверторе является более быстродействующим, чем регулирование в традиционных ГУ
2. Величина выходного тока ТПЧ жестко ограничивается (тепловая инерция мала – тепловой пробой) на уровне 1,1 – 1,2 I ном.

Для проведения расчетов режимов и поведения ГТУ с ТПЧ в аномальных режимах необходимо знание законов управления инвертором по частоте и активной мощности и законов управления инвертором по напряжению и току

Для обеспечения автономной работы ГТУ с ТПЧ необходимо применение устройств РЗА в сети с новых принципах, а также ЧРП для пусков ЭД



Выбор законов регулирования f и P

4

Генерирующие установки часто оснащаются следующими видами регуляторов:

1

Генерирующие установки, предназначенные для параллельной работы с сетью – автоматическими регуляторами активной мощности (АРАМ) без дополнительной коррекции по частоте

Следствие:

Невозможно выделить ГУ действием ЧДА/ДАН на сбалансированную нагрузку

2

Генерирующие установки, предназначенные для автономной работы – автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ) без дополнительной коррекции по P с $S \leq 0,3\%$ (астатическое регулирование)

Следствие:

Невозможно обеспечить параллельную работу с другими генерирующими установками – «раскачивание» параметров режима – отключение защитами

3

Генерирующие установки, оснащенные переключателем режимов работы (оперативным или автоматическим), осуществляющим выбор алгоритмов регулирования (введение запаздывания на переключение алгоритмов)

Следствие:

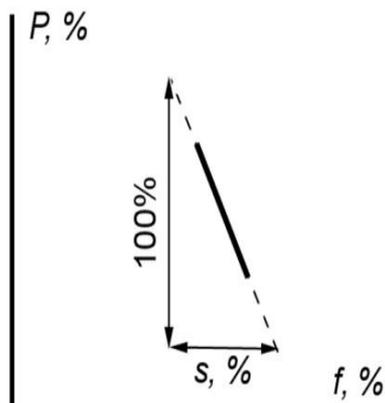
Коммутации, в результате которых разрывается связь электростанции с энергосистемой, могут происходить на удаленных участках электрической сети (значительное усложнение фиксации режима и переключения алгоритмов)

! Необходимо предусматривать возможность работы генерирующих установок как в автономном режиме, так и параллельно с сетью без необходимости выполнения переключений (автоматического или ручного) в САУ (САР)



Характеристики регулирования f и P

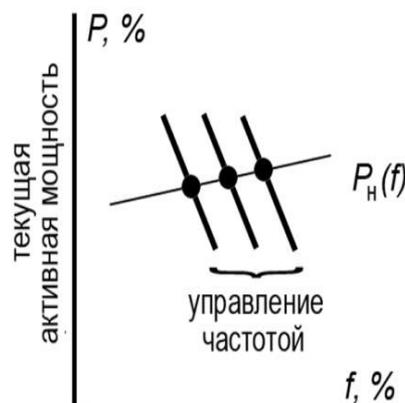
5



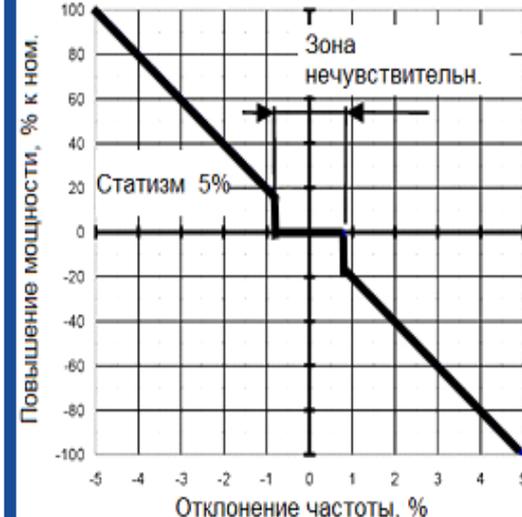
а)



б)



в)



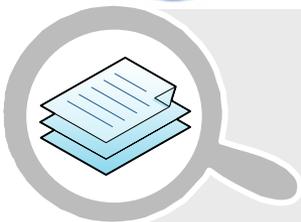
а – характеристика регулирования,
б – сетевой режим, **в** – автономный режим

Зона нечувствительности

1. Регулирование частоты должно осуществляться со статизмом s (степенью неравномерности регулирования), настраиваемым в пределах 4,0–5,0 % для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами (ПТЭ п. 4.4.3 и 4.6.2)
2. В случае автономной работы возможно поддержание номинальной частоты небольшим числом ГУ, если $s \approx 0$, т. е. $f \approx \text{const}$.
3. Отдельные заводы-изготовители вводят зону нечувствительности в АРЧВ для исключения УВ на турбину при малых отклонениях f близи ее номинального значения (особенно важно при автономной работе)



Выделение объектов РГ на сбалансированную нагрузку



В соответствии ГОСТ Р 55105-2012 все ТЭС 25 МВт и выше должны оснащаться частотной делительной автоматикой (ЧДА), за исключением электростанций, на которых установка устройств ЧДА невозможна по условиям работы

Выделение электростанций действием ДАН на сбалансированную нагрузку целесообразно:

- при возникновении повреждений в питающей сети без снижения частоты, но с недопустимым аварийным понижением напряжения
- при возникновении режима высоких рисков нарушения электроснабжения

Необходимость выполнения ДАН в настоящее время не регламентирована НТД, но ее применение оправдано, если:

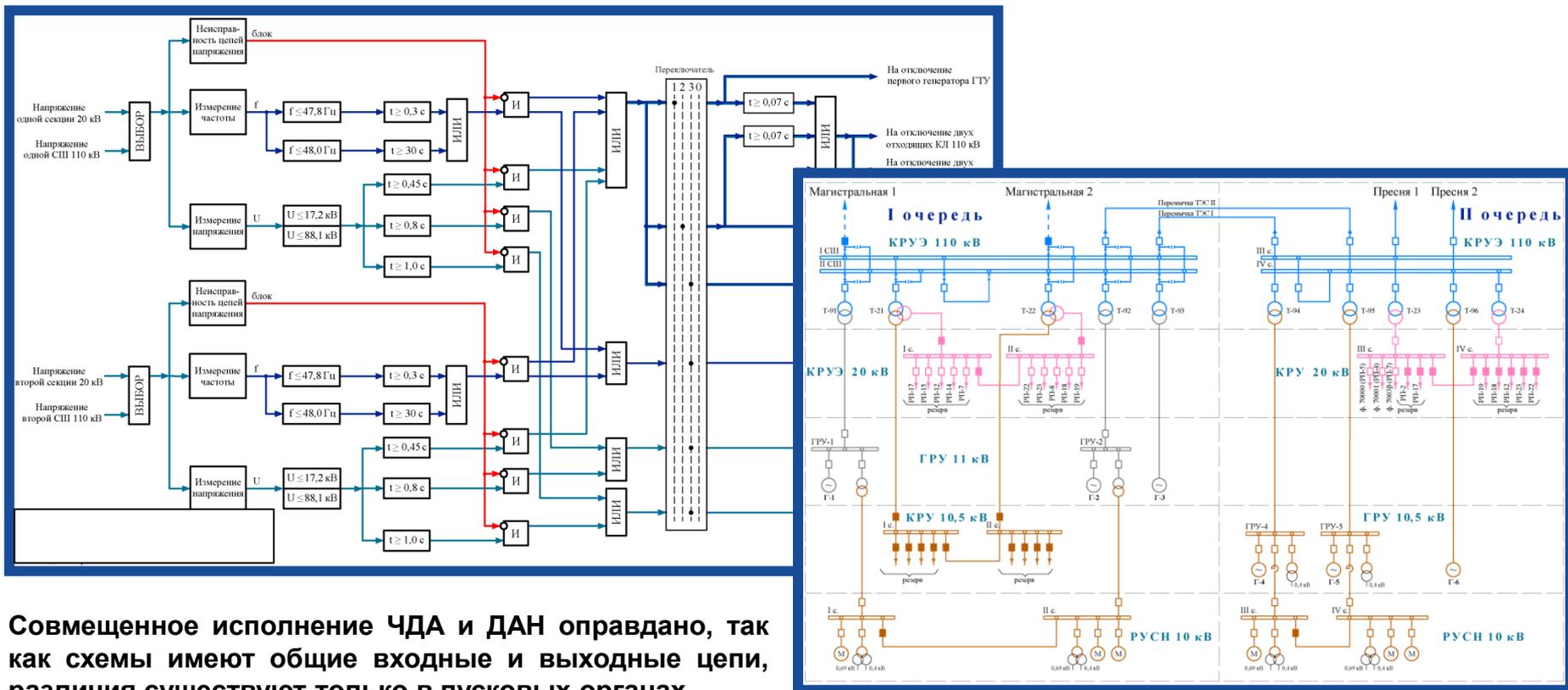
- расчеты выявят возможные аварии, сопровождающиеся лавиной напряжения
- быстрое действие ДАН при таких авариях будет достаточным для сохранения устойчивой работы ответственных потребителей в выделяемом районе
- объем отключений электроприемников при срабатывании ДАН меньше, чем при такой же аварии, но без применения ДАН

Применение ДА эффективно в целях обеспечения надежного электроснабжения основного производственного цикла при повреждениях в питающей распределительной сети и/или возникновении режима высоких рисков нарушения электроснабжения (на основании ТЭО)



Пример реализации ЧДА и ДАН

Проект ЧДА и ДАН для ТЭС Международная разработан
ОАО «Институт «Энергосетьпроект»



Совмещенное исполнение ЧДА и ДАН оправдано, так как схемы имеют общие входные и выходные цепи, различия существуют только в пусковых органах

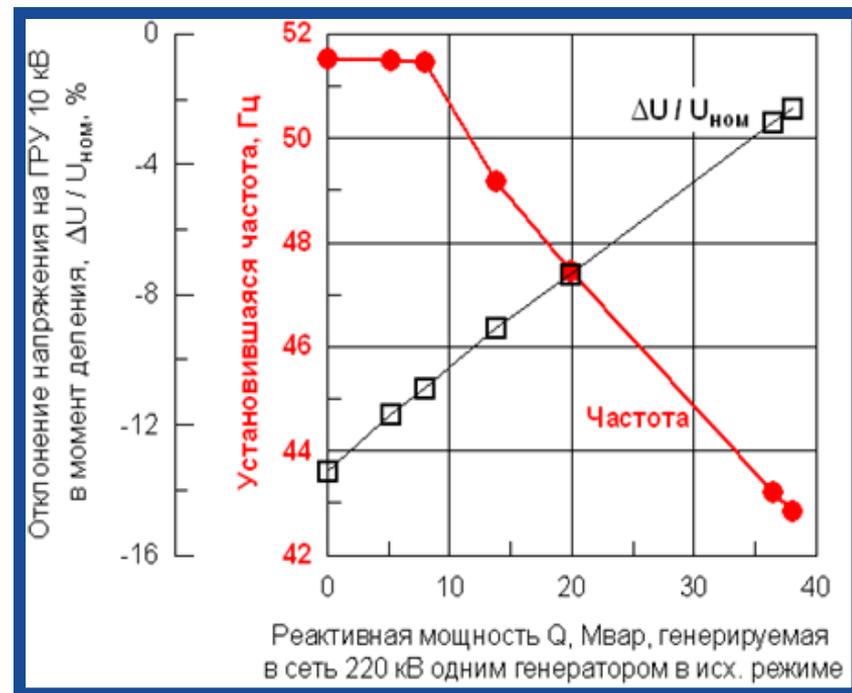
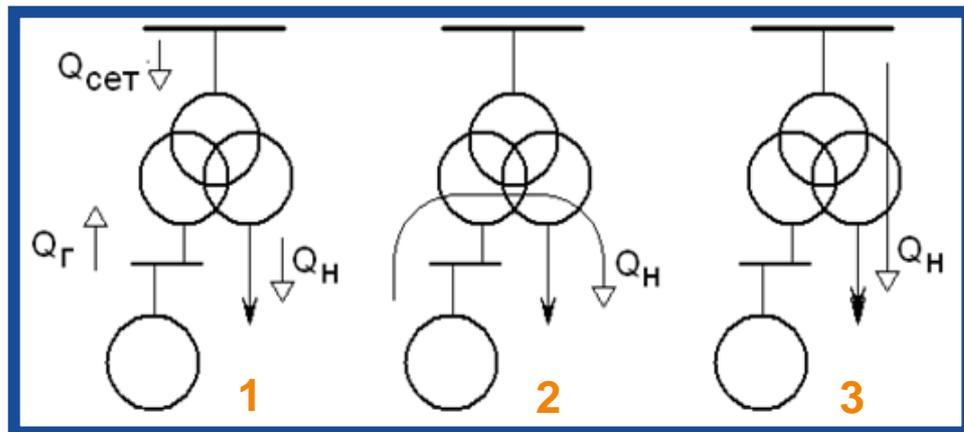


Невозможность реализации ЧДА в ряде случаев обосновывается не технической невозможностью ее выполнения, а неправильным выбором генерирующих установок, уставок устройств РЗА и алгоритмов САУ (САР)



Особенности применения ДА

Возможные варианты покрытия реактивной мощности нагрузки



1. При покрытии Q нагр. ГУ и выделении U снижается минимально, нагрузка остается устойчивой, а дефицит P приводит к снижению f
2. При низком I возб. Q поступает в нагрузку в основном из сети и при выделении вызывает снижение U тем более значительное, чем ниже $U_{\text{Г0}}$. Скольжение двигательной нагрузки увеличивается, напряжение снижается и развивается лавина напряжения, f при этом повышается (АЧР неэффективно)



Подходы к решению проблемных вопросов внедрения объектов РГ

- Точное определение цели внедрения объекта РГ и режимов его работы с учетом технологии основного производства
- Правильное (качественное) составление ТТ к генерирующему оборудованию и ТЗ на закупку данного оборудования (необходим значительный объем информации о параметрах и характеристиках ГУ от заводов-изготовителей для выполнения расчетов, а также технической документации на русском языке)
- Правильное (качественное) составление ТЗ на проектирование схемы выдачи мощности ГУ в распределительную сеть и/или сеть внутреннего электроснабжения промышленного предприятия
- Решение при проектировании всех технических вопросов по проблемным аспектам интеграции объектов распределенной генерации в электрические сети для обеспечения надежного электроснабжения потребителей
- Приемка проекта собственными высококвалифицированными специалистами или проведение независимой экспертизы проекта
- Обучение персонала особенностям эксплуатации современных ГТУ, ГПУ (ДВС) отечественного и иностранного производства

Спасибо за внимание!

ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»
www.ti-ees.ru

