

Обеспечение надежного электроснабжения потребителей от объектов распределенной генерации при параллельной работе с сетью и в изолированном режиме

Илюшин Павел Владимирович

**Заместитель Генерального директора –
Главный инспектор
ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС», к.т.н.,
руководитель подкомитета С6 РНК СИГРЭ,
руководитель подкомитета ПК-5
ТК 016 «Электроэнергетика» Росстандарта**

Казань, 2015





Электроснабжение потребителей I категории надежности и особой группы



Наблюдается рост числа случаев с полным или частичным нарушением электроснабжения потребителей I категории, включая особую группу, имеющих место при каскадных авариях, начинающихся с отключения источников питания в сетях внешнего электроснабжения и завершающихся нерасчетной и некорректной работой оборудования систем внутреннего электроснабжения

ПРИЧИНА: некорректные технические решения по составу, количеству и алгоритмам работы оборудования, устройств РЗА, принятые без специализированных, нетиповых натурных исследований параметров электрических режимов и расчетов установившихся и оптимизационных режимов, электромеханических переходных процессов и показателей качества электроэнергии



Возможные режимы работы объекта РГ

Параллельная работа с энергосистемой

Работа ОРГ в базе за счет получения из энергосистемы пиковой мощности и выдача в энергосистему избытков мощности.

Позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей и повысить ТЭП работы ОРГ

Постоянная изолированная работа

Необходимо обеспечивать надежное электроснабжение собственных потребителей с учетом их графиков нагрузки, а также ремонтного и аварийного резерва (в т.ч. аварийной брони)

Комбинированный режим (возможна параллельная и изолированная работа)

Энергообъект работает параллельно с энергосистемой, но в случае возникновения режима высоких рисков или при аварии в сетях внешнего электроснабжения может быть выделен на изолированную работу с питанием потребителей от объекта РГ

1. Обеспечить идентификацию режима выделения электростанции при аварии
2. Обеспечить превентивное выделение объекта РГ действием АВСН (по параметрам режима)
3. Обеспечить балансировку режима по активной и реактивной мощностям без возникновения недопустимых параметров электрических режимов в сети внутреннего электроснабжения
4. Обеспечить возможность длительной работы в изолированном (автономном) режиме
5. Обеспечить синхронизацию энергообъекта с объектом РГ (несколько ГУ) с энергосистемой при восстановлении сети внешнего электроснабжения



Основные вопросы подлежащие анализу

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 выделения ГУ и работы в изолированном режиме

1

Существенное влияние параметров нагрузки на электрические режимы, успешность выделения и надежное электроснабжение потребителей в изолированном режиме работы

2

Влияние КЗ на успешность выделения ГУ/электростанции на изолированную работу с рассмотрением возможности реализации быстродействующей разгрузки по факту выделения

3

Существенное влияние выбора параметров настройки уставок АРВ на успешность выделения ГУ/электростанции

4

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

5

Неселективное отключение ГУ устройствами РЗА при отсутствии угрозы механического или термического повреждения при возникновении КЗ в прилегающей электрической сети

6

Отключения ГУ устройствами РЗА в изолированном режиме вследствие недопустимого уровня несимметричности нагрузки по фазам и недопустимого уровня гармонических составляющих в токе нагрузки

7

Отключение ГУ защитой от повышения вибрации из-за возникновения крутильных субсинхронных колебаний при сбросе нагрузки мощными электродвигателями с ЧРП в изолированном режиме работы



Влияние параметров нагрузки на результаты расчетов режимов

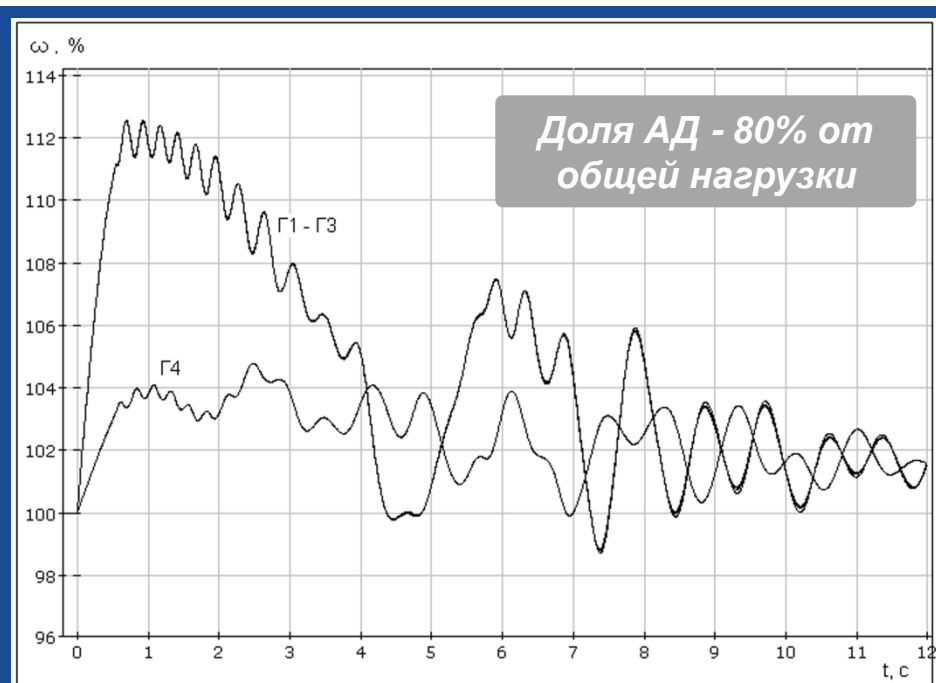
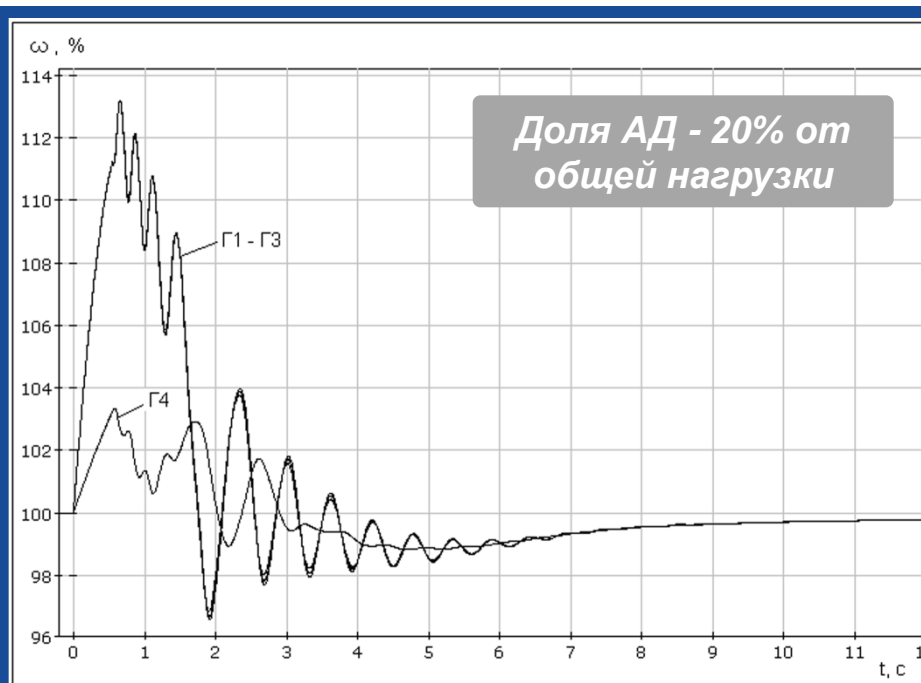


Рис.1 Асинхронный режим длится менее 2 с (ресинхронизация наступает после четырех проворотов)

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

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



Влияние КЗ на процесс выделения электростанции (ГУ)

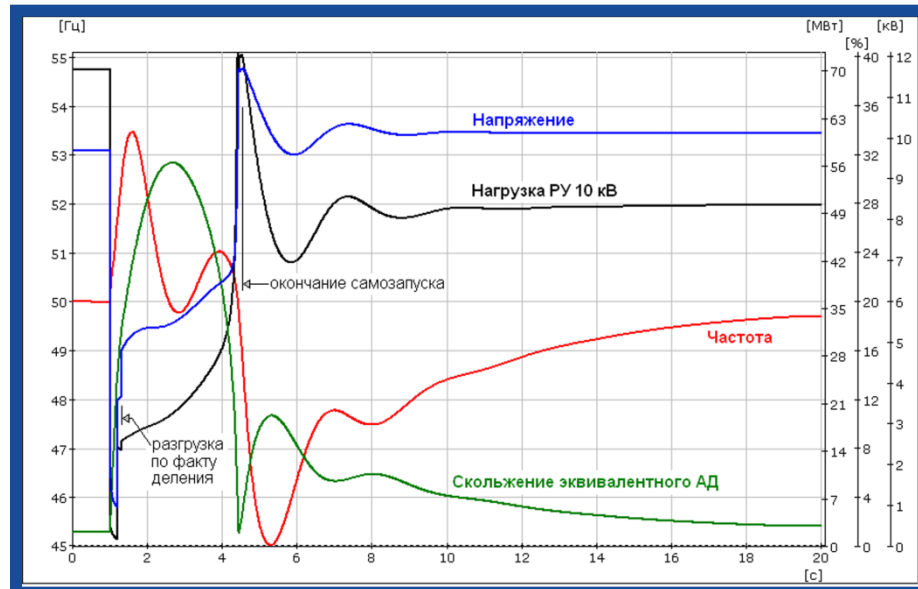
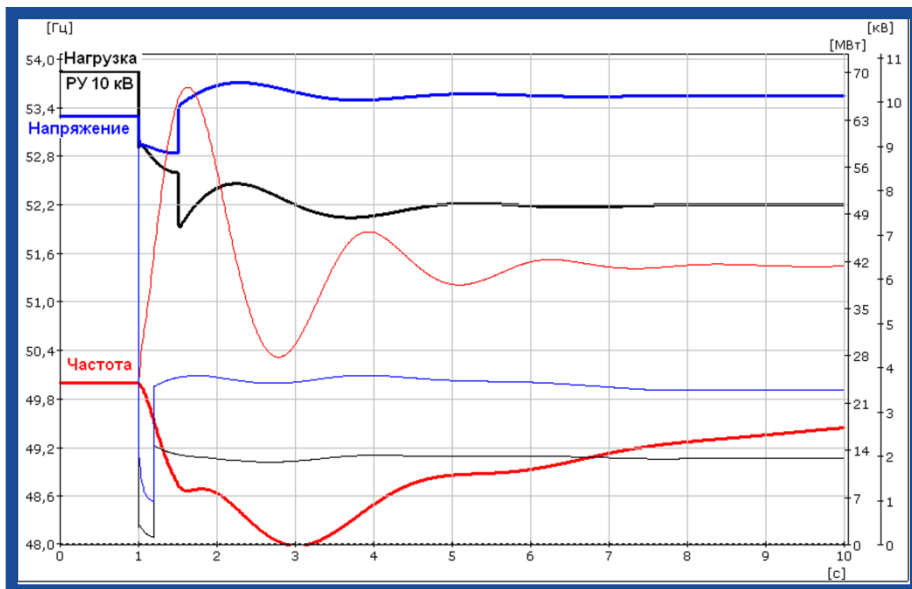


Рис.1 Наложение процессов выделения без КЗ (толстые линии) и с трехфазным КЗ (тонкие линии)

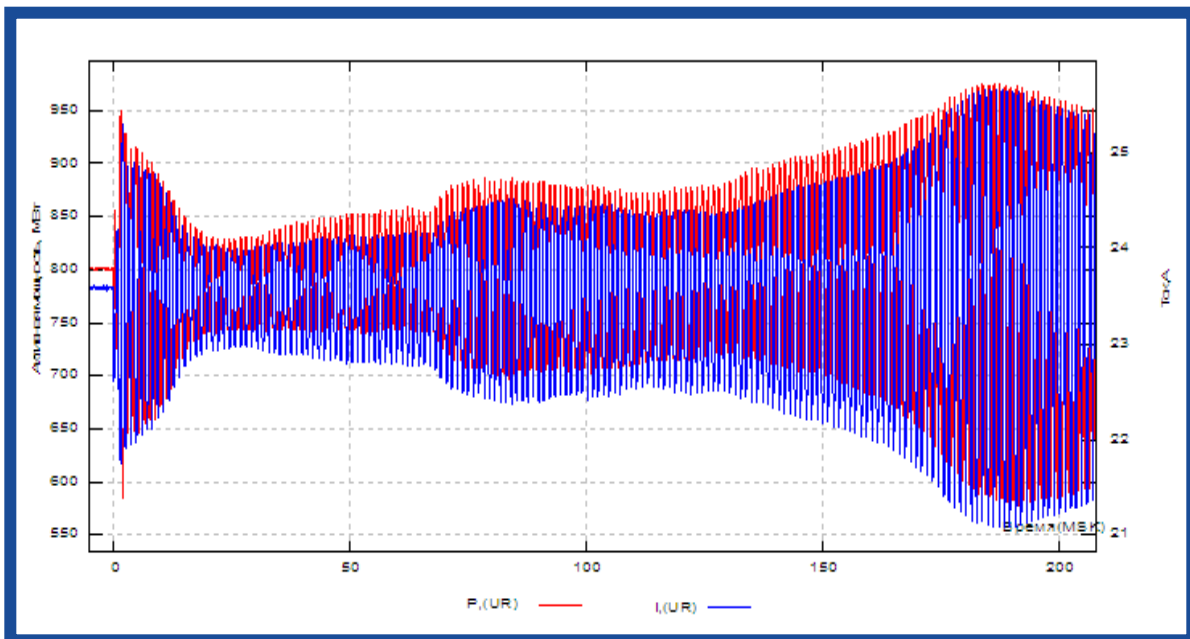
Рис.2. Разгрузка на 35%, через 0,3 с после начала КЗ (через 0,1 после его ликвидации)

- 1. Если отделение от сети сопровождается КЗ (трехфазное $t = 0,2$ с.), то быстро нарушается устойчивость двигателей, напряжение снижается и имеет место общий значительный сброс мощности, частота повышается
- 2. Целесообразно для предотвращения возникновения лавины напряжения применение быстродействующей разгрузки по факту отделения электростанции (ГУ) от сети (АЧР может оказаться неэффективной)



Применение АРВ зарубежного производства

3



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.)

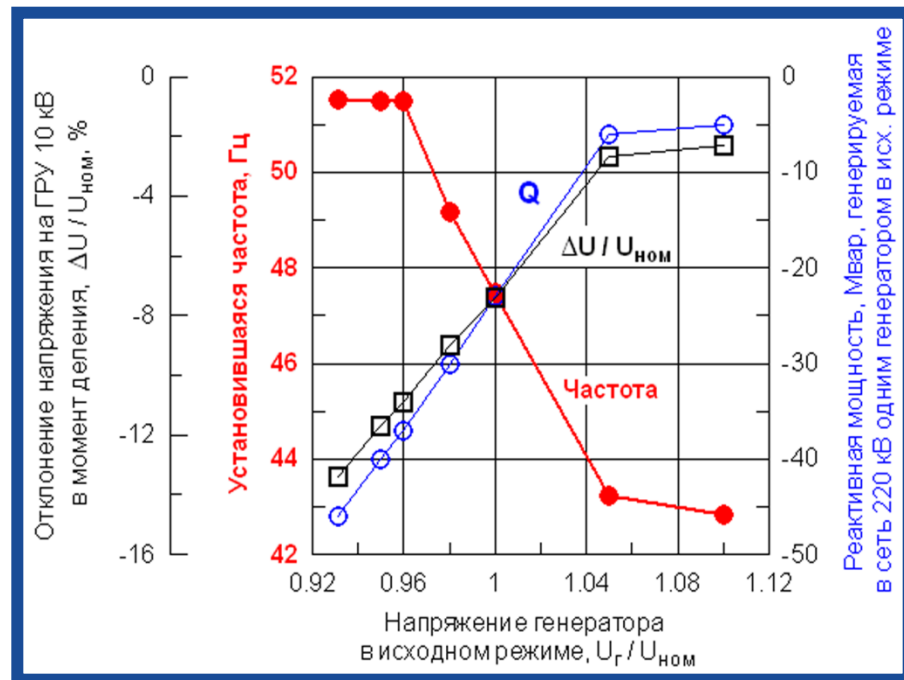
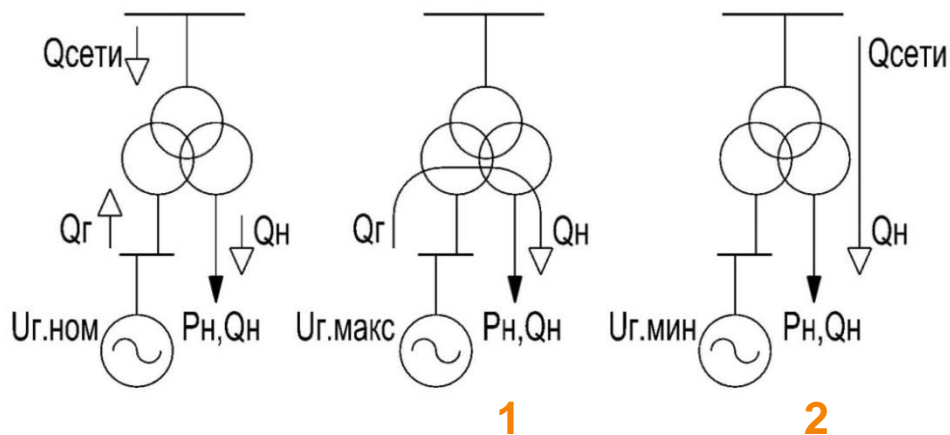
Необходимо проведение испытаний АРВ зарубежного производства в соответствии с «Методикой проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов»



Выбор параметров настройки АРВ

3

Возможные варианты покрытия реактивной мощности нагрузки



1. Если до отделения от сети Q_n покрывалась от ГУ, то после отделения снижение U будет минимальным, двигательная нагрузка останется устойчивой, а f снизится соответственно дефициту мощности
2. Если до отделения Q_n покрывалась от сети, то отделение вызовет снижение U тем более значительное, чем ниже $U_{г0}$, что приведет к снижению активной нагрузки, возможному опрокидыванию двигательной нагрузки с повышением f (АЧР неэффективно)



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 (АРМ) 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:

Трудности обеспечения параллельной работы с другими ГУ (большие изменения генерации при малых отклонениях f) – «раскачивание» параметров режима – отключение ГУ защитами

3

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

Следствие:

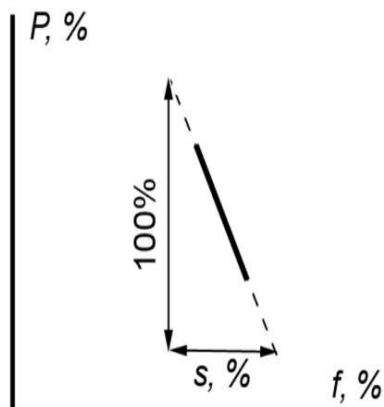
Коммутации, в результате которых разрывается связь электростанции с энергосистемой, могут происходить на удаленных участках электрической сети (значительное усложнение фиксации режима и переключения алгоритмов)

! 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

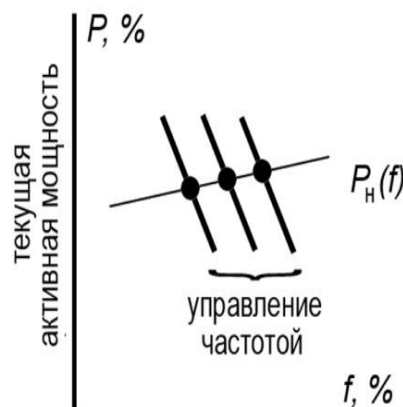
4



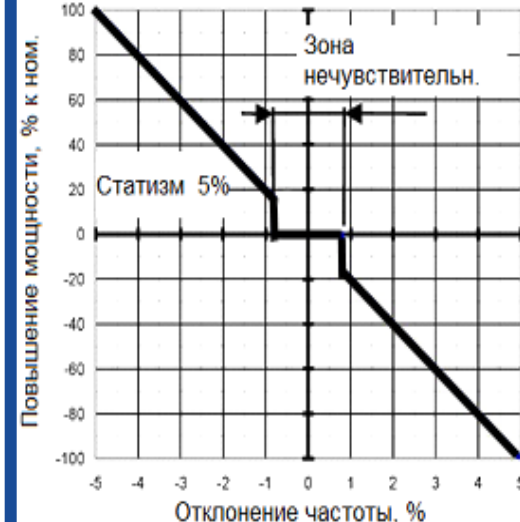
а)



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)



Последствия неселективного выбора уставок устройств РЗА ГУ

5

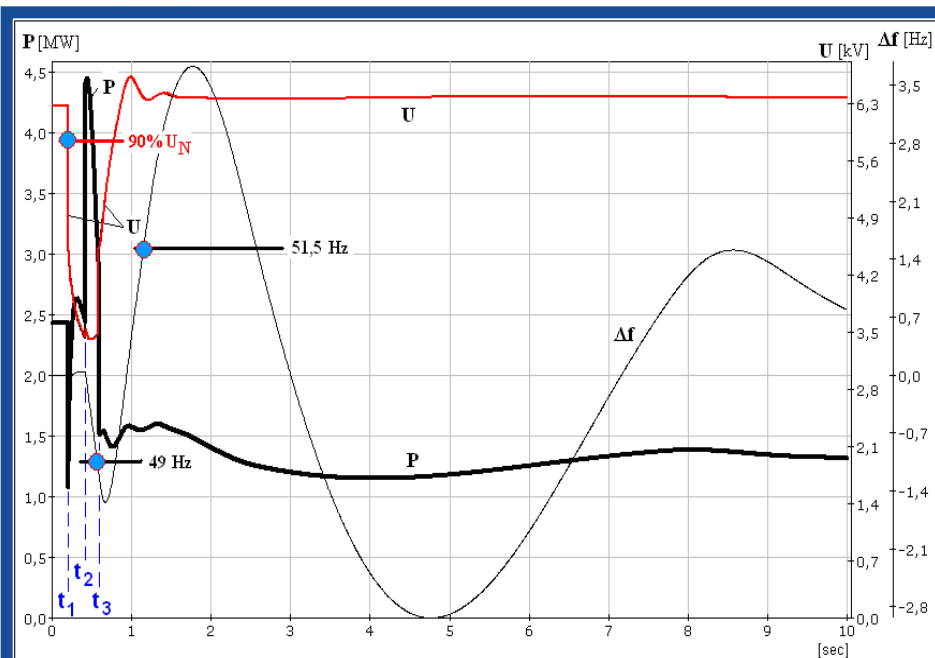


Рис.1. Осциллограмма переходного процесса при отделении ГУ с газопоршневыми двигателями от внешней сети

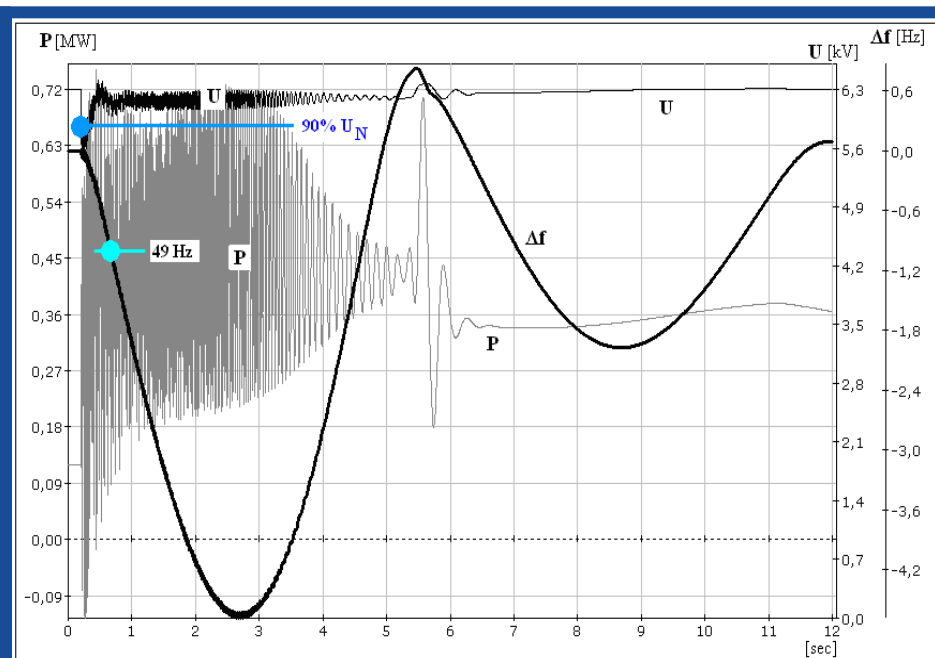


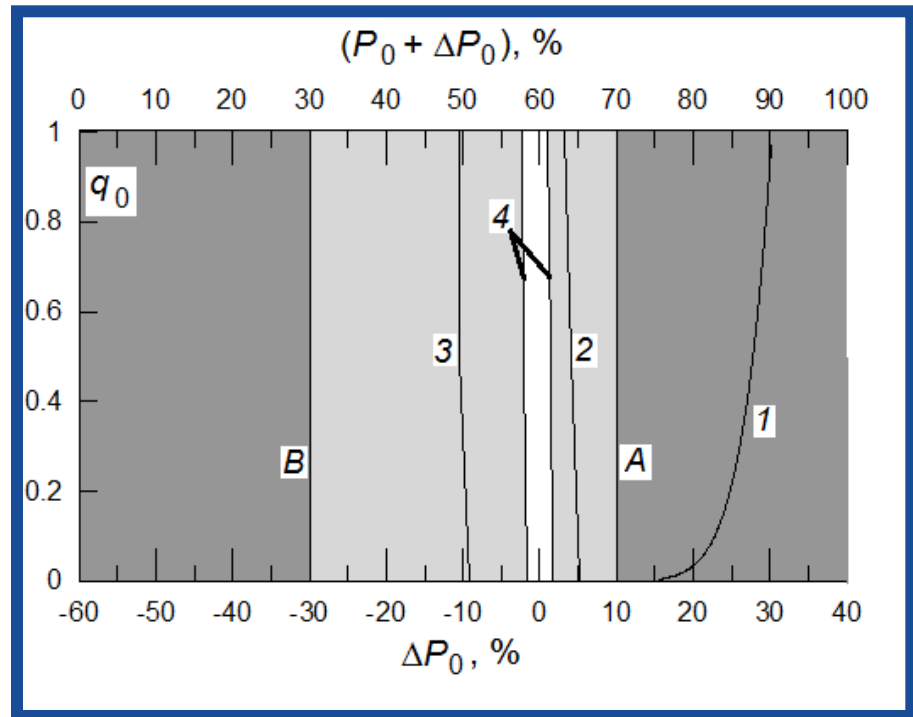
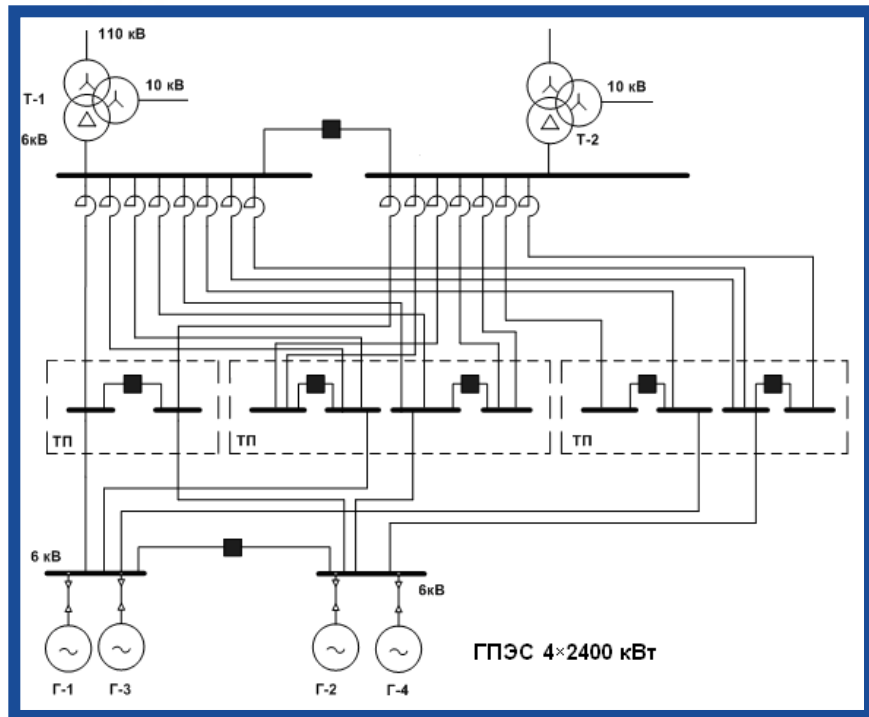
Рис.2. Осциллограмма переходного процесса при работе ГУ в изолированном режиме, при пуске синхронного двигателя мощностью 1250 кВт

Указаны срабатывания пусковых органов устройств РЗА ГУ, препятствующие нормальному функционированию в автономном режиме, однако в большинстве случаев они не подлежат изменению для сохранения гарантийных обязательств на ГУ заводом-изготовителем



Последствия отделения ГПЭС от энергосистемы

5



Ограничение **A** соответствует условию $\Delta P_0 \leq \Delta P_{\max}$; **B** – условию $P_0 + \Delta P_0 > P_{\min}$ (т.е. $\Delta P_0 < 0$); **1** обусловлено срабатыванием защиты по U_{\min} (срабатывание защиты по U_{\max} не показано); **2** – действие защиты по f_{\min} ; **3** – по f_{\max} ; **4** – действие защиты по f_{\min} и f_{\max} при не обнаружении потери связи с сетью



Сохранению ГУ ДВС в работе соответствует белый фон, а в остальных случаях происходят нарушения работы ГУ ДВС по разным причинам q_0 – отношение реактивной мощности, генерируемой ГУ, к реактивной мощности, получаемой из сети, в исходных режимах

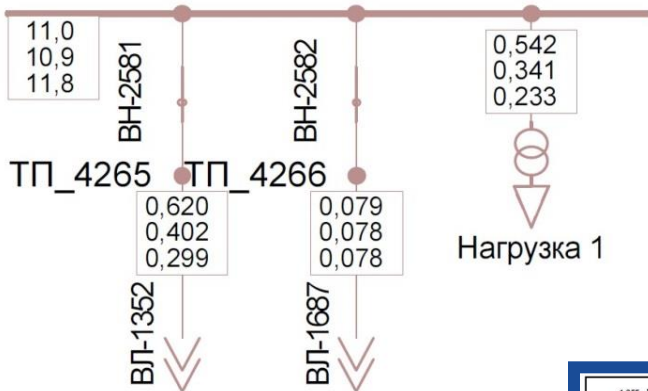


Влияние на режимы работы ГУ несимметричной нагрузки

6

РТП-821/ТП_4264

U, кВ
11,0
10,9
11,8

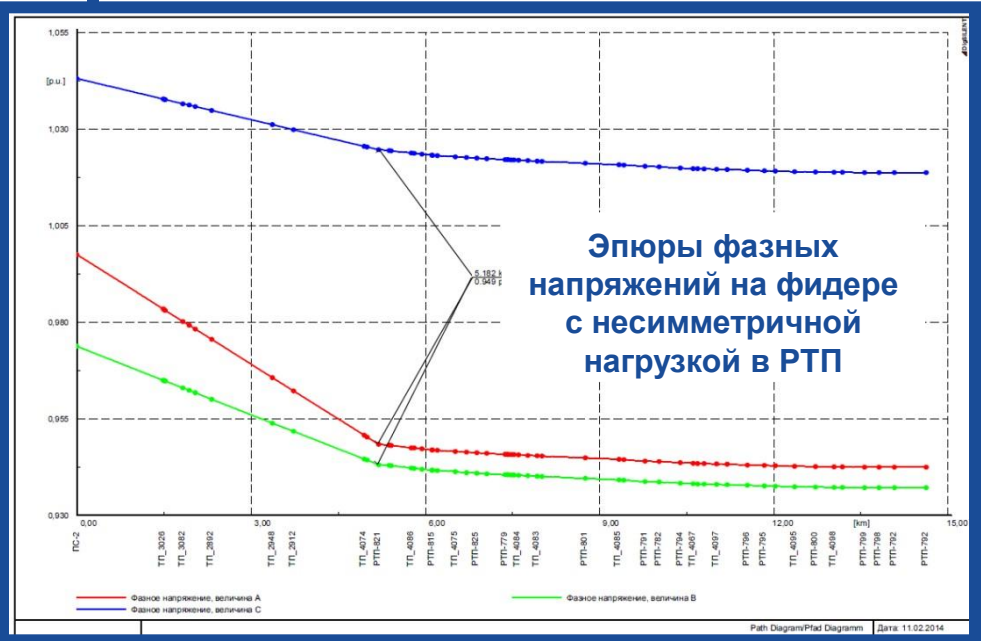


I, кА
0,542
0,341
0,233

Турбогенераторы должны допускать длительную работу при несимметричной нагрузке, если токи в фазах не превышают $I_{ном.}$, а токи обратной последовательности не превосходят 10 % от $I_{ном.}$ при косвенном охлаждении обмотки ротора и 8 % при непосредственном (п. 4.19 ГОСТ 533-2000)

Большое содержание в нагрузке ГУ однофазных потребителей может приводить к несимметрии токов в фазах

При несимметричной нагрузке турбогенераторов в статоре возникают токи обратной последовательности, магнитное поле которых вращается относительно ротора с двойной частотой и индуцирует в замкнутых контурах ротора вихревые токи двойной частоты, вызывающие дополнительный нагрев элементов ротора, вызывая размягчение материала пазовых клиньев ротора

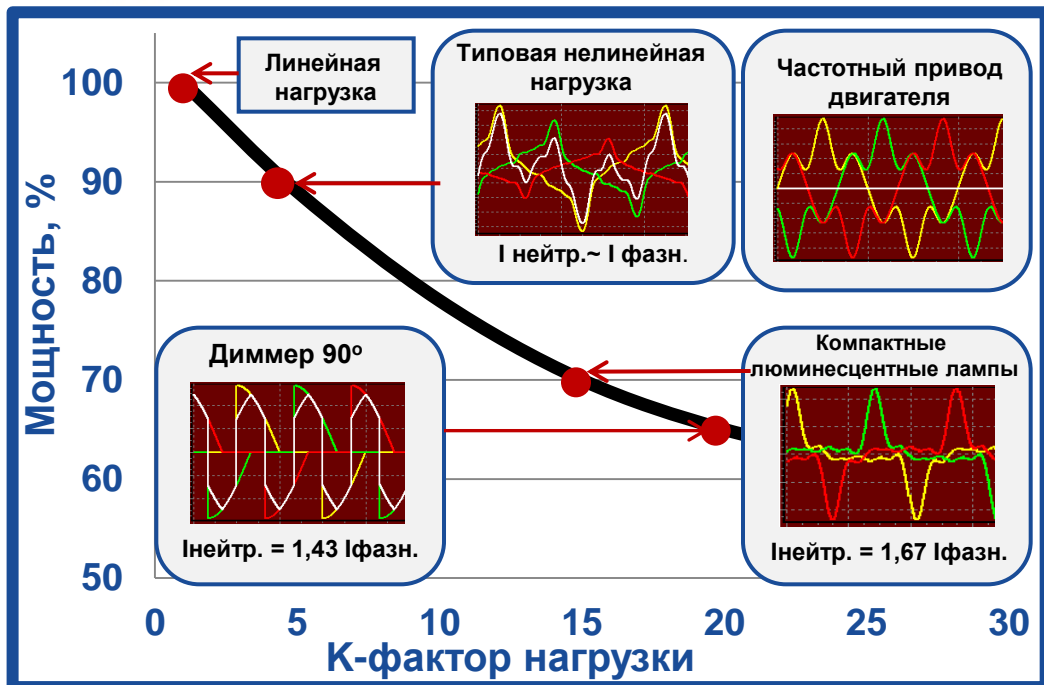


Отключения ГУ устройствами РЗА в изолированном режиме вследствие недопустимого уровня несимметричности нагрузки по фазам



Влияние на режимы работы ГУ и Т(АТ) гармонических составляющих

6



Гармоники:

	Порядок гармоники	Ia_h/Ia_1 %	Ib_h/Ib_1 %	Ic_h/Ic_1 %
▶	1	5	20	20
	2	7	14,28571	14,28571
	3	11	9,090909	9,090909
	4	13	7,692308	7,692308
	5	17	5,882353	5,882353
	6	19	5,263158	5,263158
	7	23	4,347826	4,347826
	8	25	4	4
	9	29	3,448276	3,448276
	10	31	3,225806	3,225806
	11	35	2,857143	2,857143
	12	37	2,702703	2,702703
	13	41	2,439024	2,439024

Рост доли нелинейных электроприемников (статических силовых преобразователей, устройств частотного регулирования электроприводов, импульсных источников питания, компактных люминесцентных ламп и т.п.) в жилых и общественных зданиях

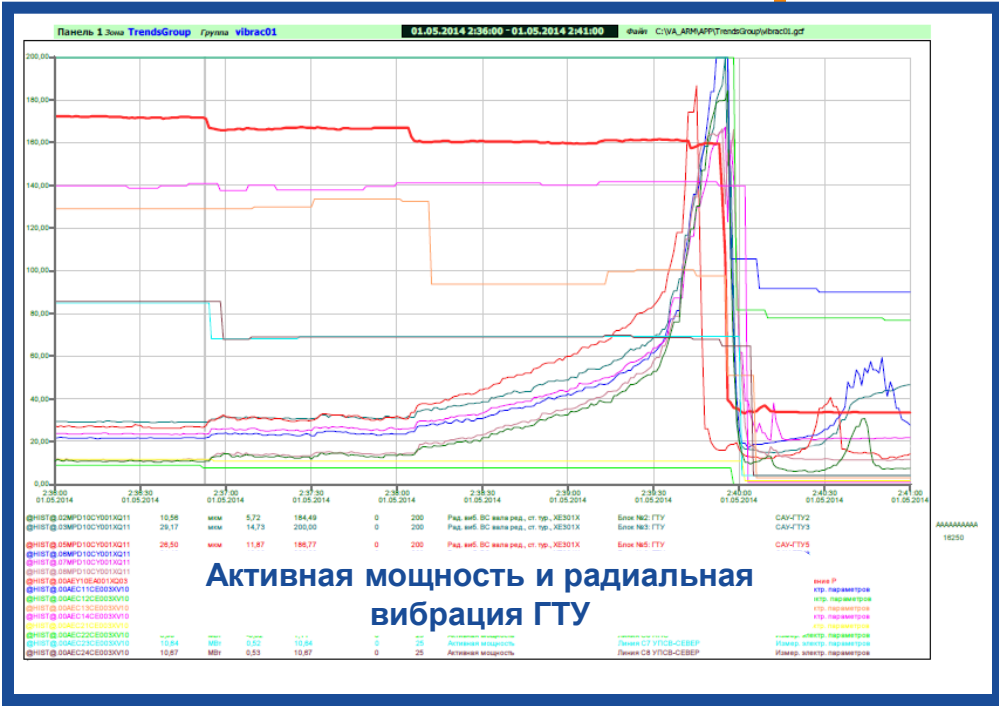
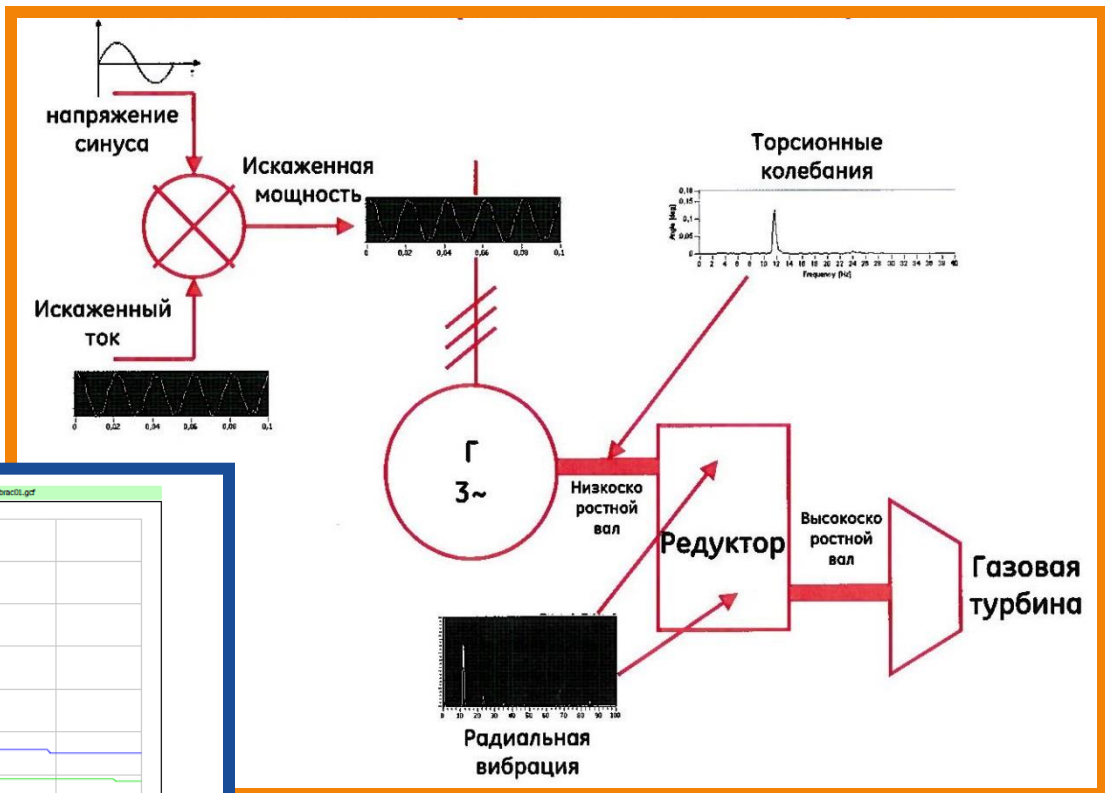
Контроль качества электроэнергии в сетях 0,4 кВ показывает, что практически на каждой третьей ТП 6-10 кВ уровень искажения синусоидальности кривой напряжения (особенно по 3, 9 и 15 гармоникам) существенно превышает допустимые ГОСТ Р 54149-2010



Снижение уровня допустимой мощности для источников бесперебойного питания и дизель-генераторных установок

Происхождение и развитие виброактивности редукторов ГТУ

При сбросе нагрузки возникают колебания амплитуды входного тока тиристорных ЧРП, которые вызывают колебания тока нагрузки генераторов и моментов на их валах, и как следствие виброактивность редукторов ГТУ

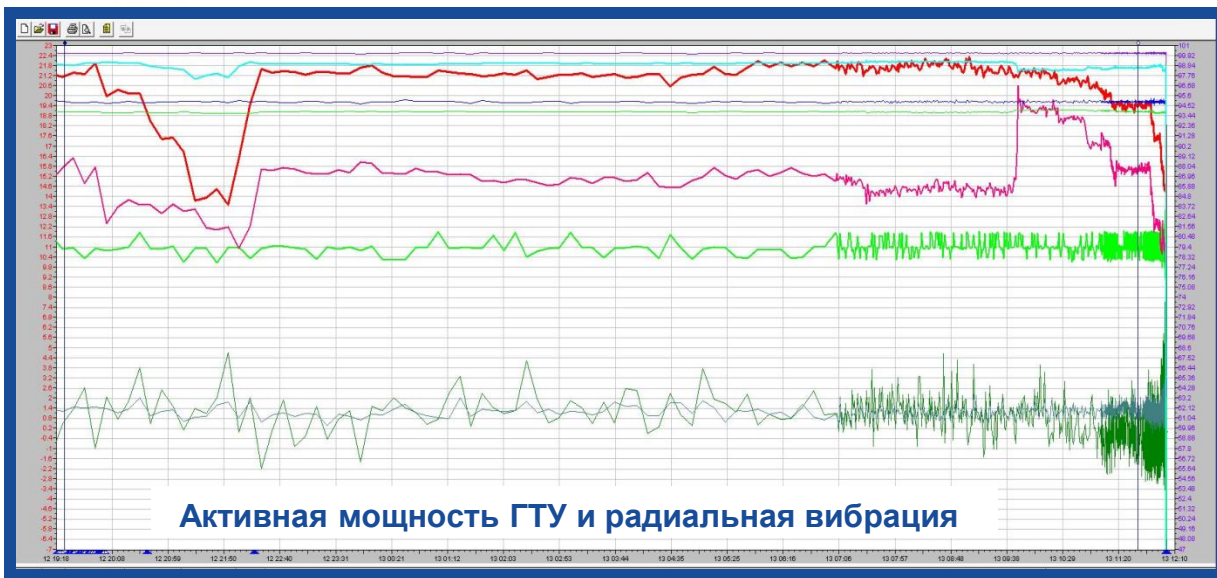


Причина виброактивности ГТУ – нестабильность контура регулирования напряжения в звене постоянного тока частотно-регулируемых (тиристорные) приводов электродвигателей



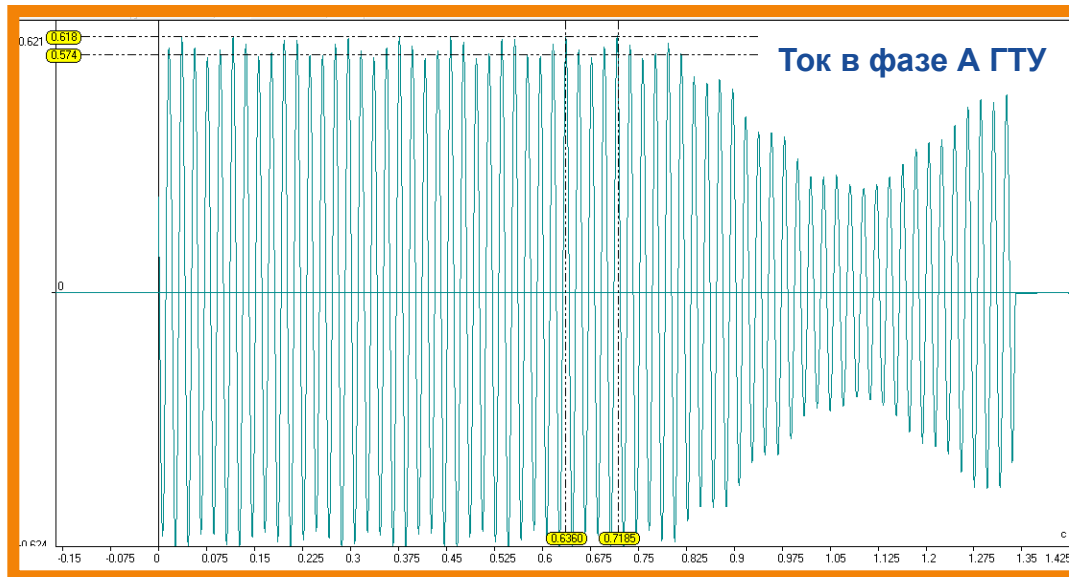
Процесс возникновения виброактивности редукторов ГТУ

7



Время развития аварии
связано с
особенностями
изменения нагрузки и
состоянием сети
(соотношением
нагрузок и величиной
загрузки ГТУ) и
составляет
от 2 до 16 минут

Модуляция амплитуды
основной гармонической
несинусоидальной кривой при
сбросах нагрузки может
достигать до 40% от
максимальных значений и
повторяться каждые 4 цикла
(с частотой
около 12 Гц)





Особенности тиристорного преобразователя частоты

7

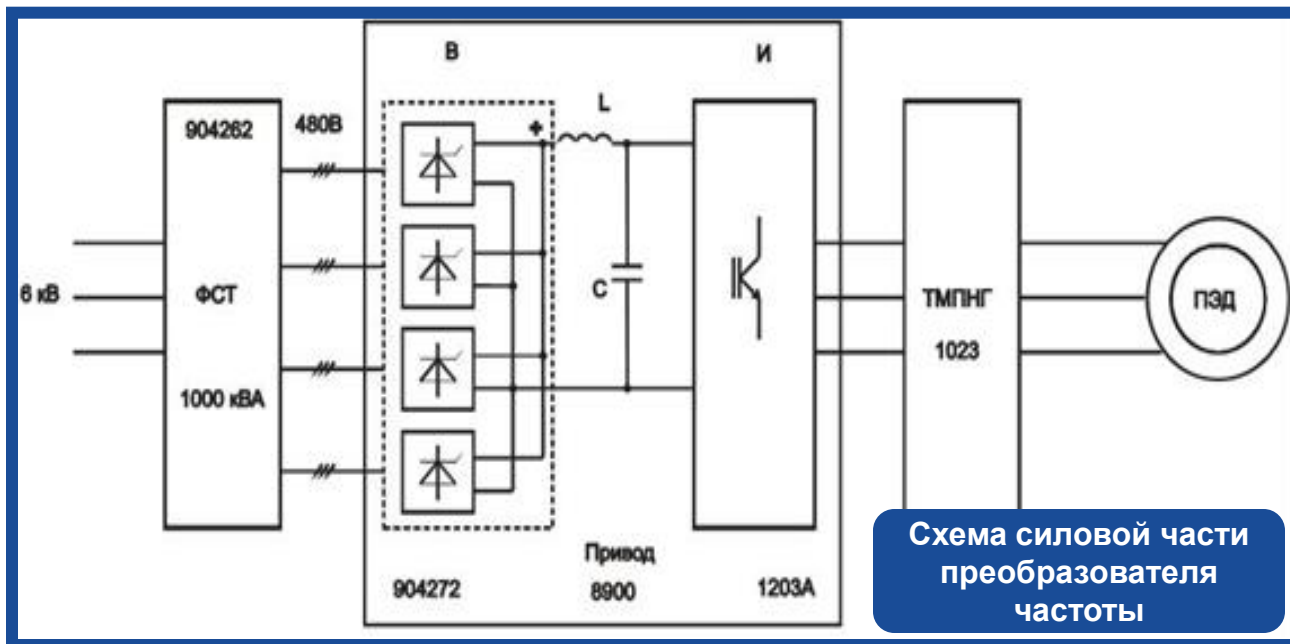


Схема силовой части преобразователя частоты

Особенностью структуры является многофазный входной управляемый выпрямитель, получающего питание от понижающего фазосдвигающего трансформатора ФСТ (позволяет избежать проникновения в сеть гармоник)

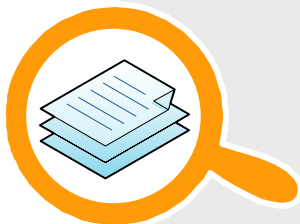


Управляемый многофазный выпрямитель позволяет поддерживать в звене постоянного тока U , необходимое для реализации вольт-частотного способа управления скоростью асинхронного электродвигателя погружного насоса

Проблема коммутационных провалов напряжения возникает при переходе тока нагрузки выпрямителя с вентиля на вентиль (процесс коммутации тока), при этом моменты коммутации в управляемом выпрямителе определяются углом «зажигания» тиристоров, т.е. величиной требуемого на выходе выпрямителя напряжения, в которые возникает кратковременное междуфазное КЗ



Реализация ЧДА на ГУ объектов РГ



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

ЦЕЛЬ: При возникновении в ЭЭС значительного дефицита мощности и недостаточности действия АЧР предотвратить аварийное отключение электростанций при недопустимом снижении частоты и сохранить надежное электроснабжение собственных нужд станции, социально-значимых и особо ответственных потребителей

Должна выполняться проверка обеспечения длительной устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС при его выделении путем проведения испытаний или имитационным моделированием

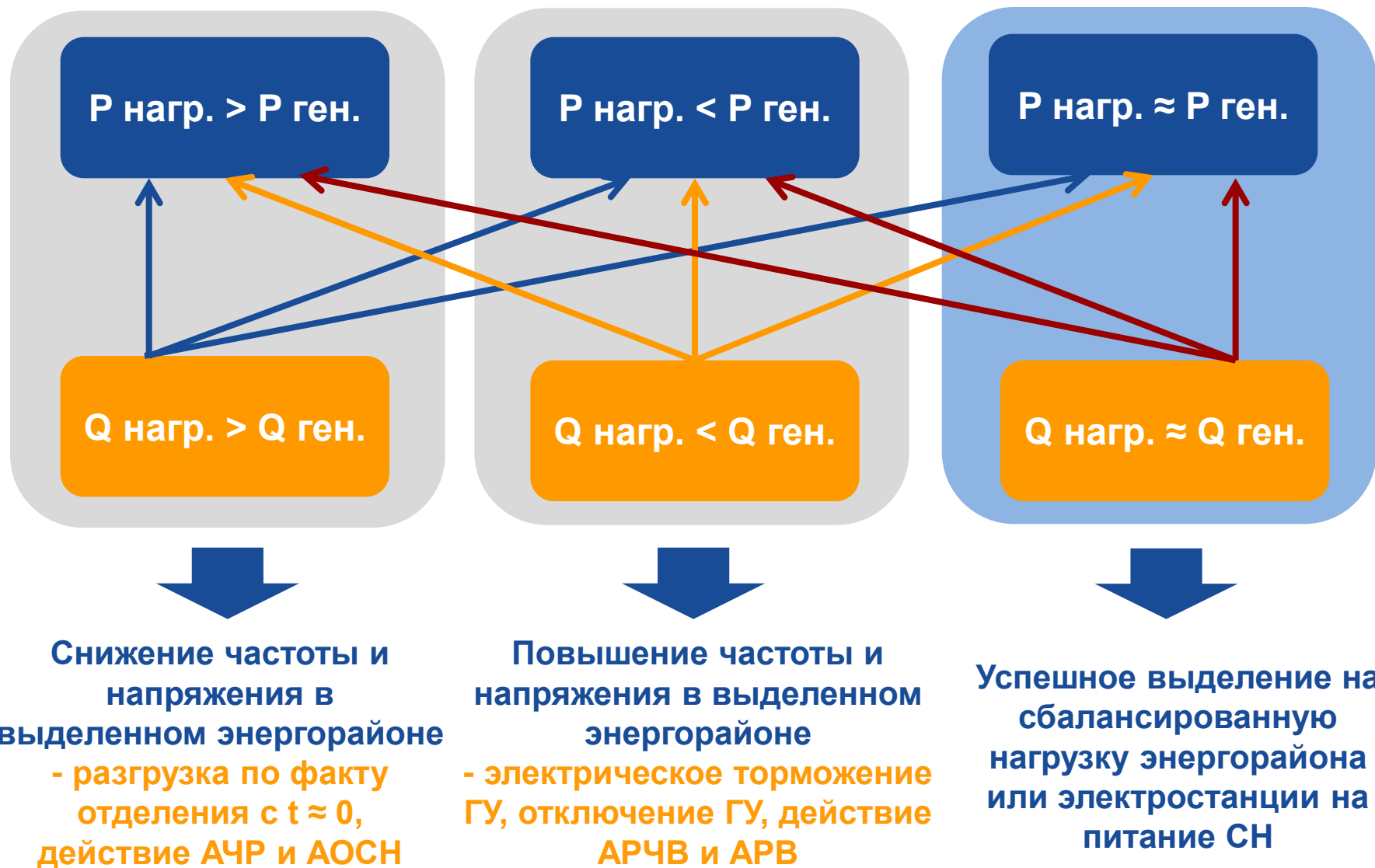
Уставки ЧДА:

- 1-я ступень:
 $f = 46,0-47,0$ Гц, $t = 0,3-0,5$ с
- 2-я ступень:
 $f = 47,0-47,5$ Гц, $t = 30-40$ с

1. В одной из системных аварий в США и Канаде в августе 2003 г. в течение десятков минут отключились с посадкой на «0» 263 электростанции (531 ЭБ), включая 10 АЭС (19 ЭБ) с нарушением электроснабжения около 50 млн. чел.
2. Количество успешных выделений электростанций в мире действием делительной автоматики составляет около 25% (*открытые источники*)
3. Необходима разработка и реализация современных алгоритмов ДА для повышения числа успешных выделений электростанций до 70 - 80 %



Возможные варианты при выделении ГУ действием ДА





Совмещенное исполнение ЧДА и ДАН


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

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

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 уставок устройств РЗА, технологических защит и алгоритмов систем автоматического управления/регулирования**



ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

- Точное определение цели внедрения объекта РГ и режимов его работы с учетом технологии основного производства и требований по надежности электроснабжения потребителей
- Правильное 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 электрических режимов)*
- Разработка в обязательном порядке схемы выдачи мощности (СВМ) ГУ объектов РГ в распределительную сеть (сеть внутреннего электроснабжения предприятия)
- В рамках разработки СВМ должны быть решены все технические вопросы по указанным проблемным аспектам или выявлены риски и предприняты меры по их минимизации до допустимого уровня

Благодарю за внимание!

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

