



Министерство энергетики Российской Федерации
ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт
повышения квалификации» (ПЭИПК)



АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОРАЙОНОВ –
ОСНОВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО И ЭФФЕКТИВНОГО
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Илюшин Павел Владимирович

**Проректор по научной работе ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», к.т.н.,
руководитель НИК С6 РНК СИГРЭ,
председатель секции «Активные системы распределения
электроэнергии и РЭР» НП «НТС ЕЭС»**

Статистические данные и перспективы развития распределенной генерации

2

- В ЕЭС России объекты РГ в 2018 году выработали на 3% больше э/э, чем в 2017 году – **62,0 млрд. кВт*ч** ($\approx 6\%$ от общего объема)
- Суммарная установленная мощность ГУ объектов РГ в России (без учета ВИЭ) составляет $\approx$ **17,5–18 ГВт** ($\approx 8\%$ от общего объема)
- Ежегодно в России крупные промышленные предприятия увеличивают долю выработки электроэнергии объектами РГ (например, Новолипецкий металлургический комбинат планирует до 2023 г. за счет ввода новой электростанции **увеличить долю собственной выработки с 60 до 95%**)
- В России и мире наблюдается интенсивный рост вводов объектов на основе ВИЭ с применением ветроэнергетических установок (ВЭУ) и фотоэлектрических установок (ФЭУ)
- По результатам проведения конкурентных отборов проектов ВИЭ до 2024 г. в России должны быть построены электростанции (ВЭС и СЭС) общей установленной мощностью **5,28 ГВт**
- Минэнерго России поддерживает планы построить дополнительно **5 ГВт** объектов на основе ВИЭ в 2025–2035 годах за 400 млрд. руб. в рамках действующего механизма ДПМ ВИЭ

ПРИМЕР: выделение энергорайона с СЭС в островной режим работы

3

Зона выделения



14.07.2016 г.

По причине однофазного короткого замыкания на фазе «А», произошло выделение Ириклинской ГЭС и Бурибаевская СЭС в островной режим работы с промышленной нагрузкой

Режим, предшествующий аварии:

- ИГЭС – в работе 1Г, 5Г (15,2 МВт);
- БСЭС – в работе 10 инверторов, мощностью 875 кВт (6,8 МВт);
- потребление энергорайона (25 МВт)

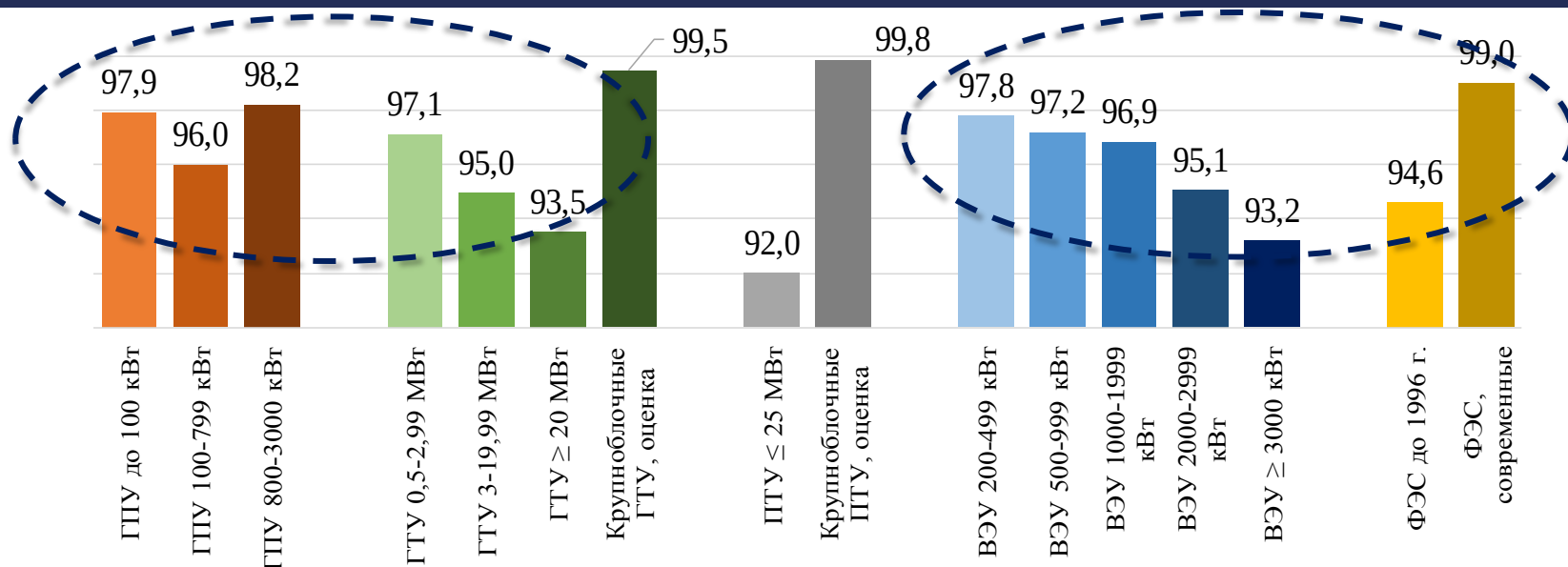
Отсутствие ТТ к алгоритмам и параметрам настройки САУ инверторов СЭС привели к возникновению флуктуаций частоты в энергорайоне, отключению СЭС и погашению потребителей

Сравнительные данные по надежности ГУ (российские и международные источники)

5

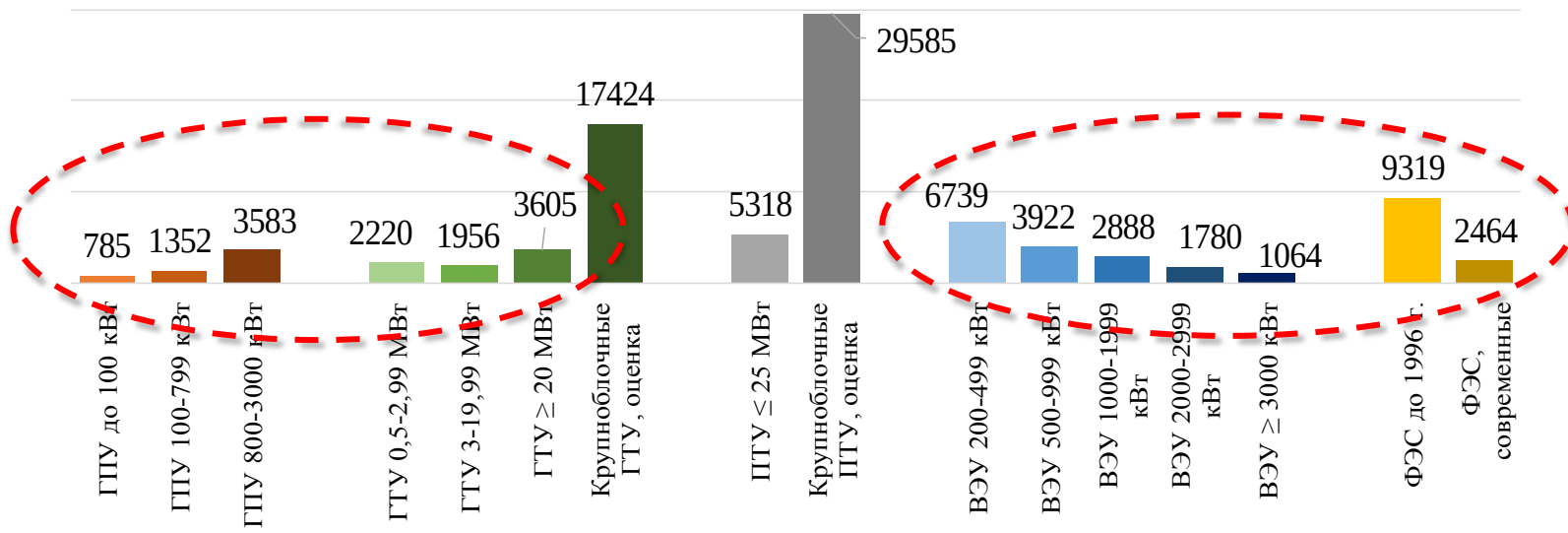
Коэффициент
готовности, %

АФ



Среднее время между
вынужденными
отключениями, ч

МТВФО



Повреждения приводных двигателей ГУ при трехфазных КЗ и НАПВ

6

Рис. 1
Внешнее КЗ

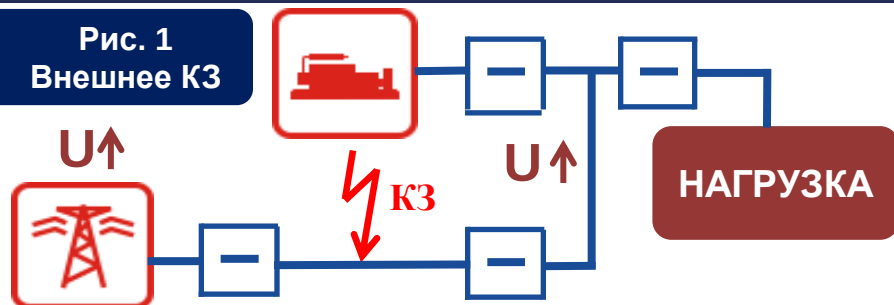
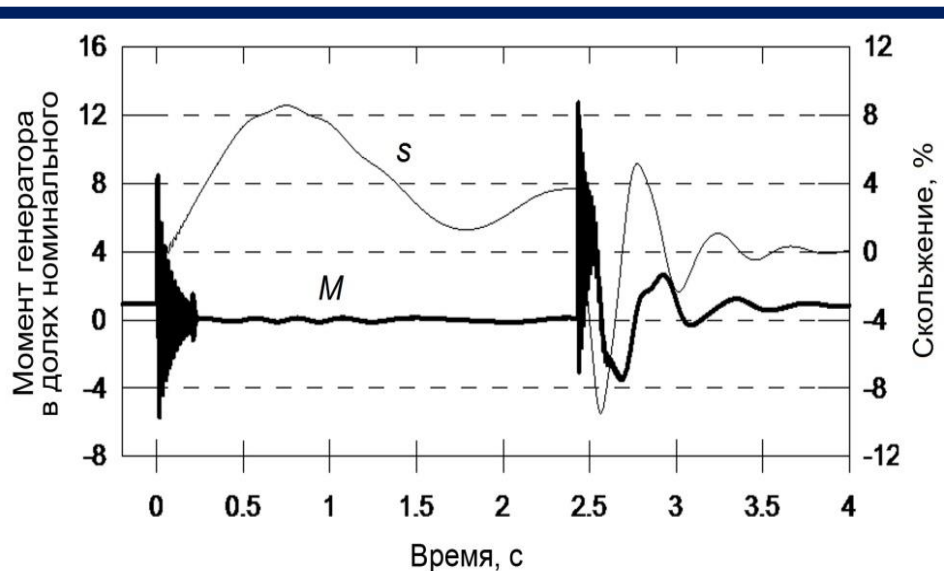
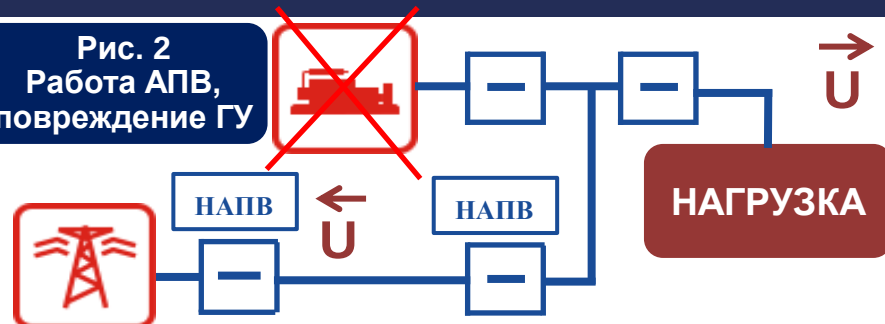


Рис. 2
Работа АПВ,
повреждение ГУ



При трехфазном КЗ ток пропорционален ЭДС генератора и обратно пропорционален суммарному сопротивлению цепи КЗ

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



Приводные двигатели ГУ выдерживают без повреждений трехфазное КЗ на выводах ($M_{к(3).\text{макс}} = 8-9 M_{\text{ном}}$), но при НАПВ ($M_{\text{напв}} = 12-13 M_{\text{ном}}$) возможно повреждение ГУ, предотвратить действием устройств РЗ невозможно (5 мс), необходимо замена НАПВ на АПВ с контролем синхронизма (УС или ОС)

Влияние распределенной генерации на алгоритмы работы устройств автоматики энергосистем

7

Интеграция РГ в системы содействует электрическому приближению ГУ к нагрузке, следовательно, переходные процессы для них становятся общими, а параметры этих процессов в значительной мере зависят от технических характеристик как ГУ, так и нагрузки



Существенное влияние РГ на режимы работы систем 0,4-35 кВ приводит к необходимости выполнения корректировки алгоритмов (разработке новых) и параметров настройки устройств **сетевой**, **противоаварийной** и **режимной автоматики** на основании результатов расчетов электрических режимов

- Автоматическое повторное включение (АПВ)

- Автоматический ввод резерва (АВР)

- Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)

- Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН)

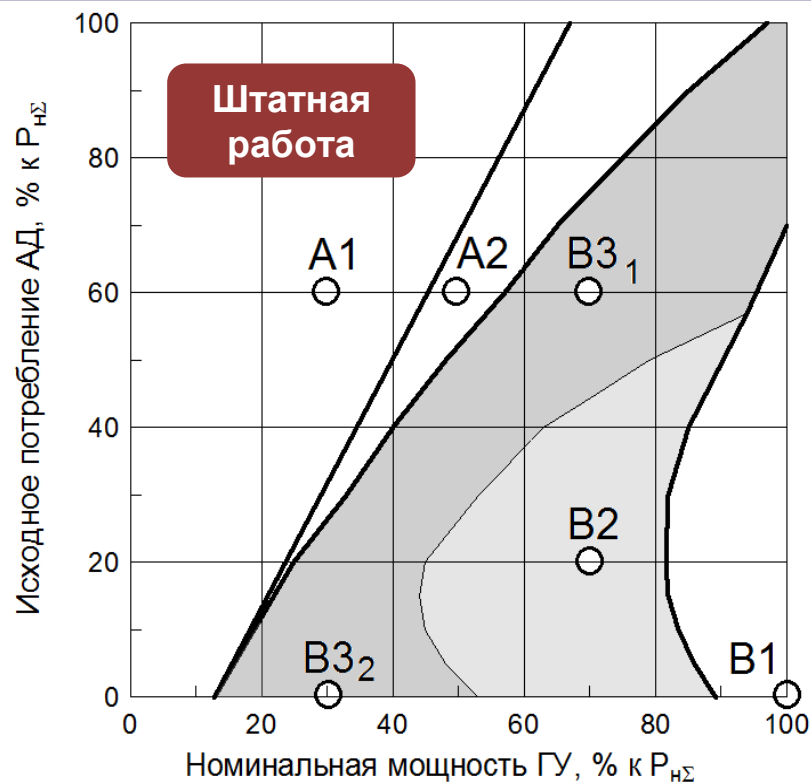
- Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР)

- Автоматическое регулирование частоты вращения (АРЧВ) ГУ

- Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) ГУ

Особенности функционирования АВР в энергорайонах с объектами РГ

8



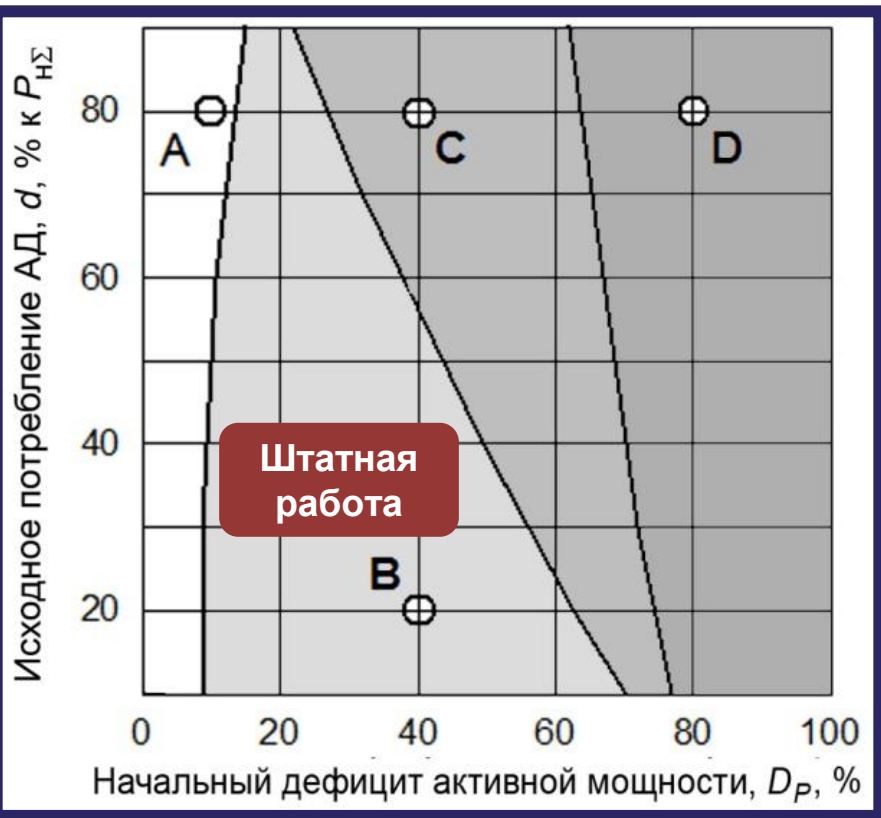
- Нормальное срабатывание (Область A1)
- Замедленное срабатывание т.к. АВР ГУ повышают напряжение (Область A2)
- Несрабатывание АВР (Область B1), т.к. допустимые уровни U и частоты (снижение мощности, потребляемой АД и статической нагрузкой) – ограничены допустимой длительностью форсировки возбуждения ГУ и работой АЧР
- Несрабатывание АВР (Область B2), т.к. f снижается, а U выше критического - форсировка возбуждения ГУ
- Лавина напряжения (Область B3)



1. Пуск АВР по факту снижения напряжения, отстроенные от времени срабатывания устройств РЗ на резервируемом участке сети, не отвечает требованиям по быстродействию, необходимому при наличии в сети ГУ
2. Комбинированный пуск АВР по U и f при наличии объектов РГ эффективен
3. Повышение быстродействия АВР возможно за счет уменьшения времени отключения поврежденного участка – быстродействующих устройств РЗА

Особенности работы АЧР в островном режиме работы энергорайона с объектами РГ

9

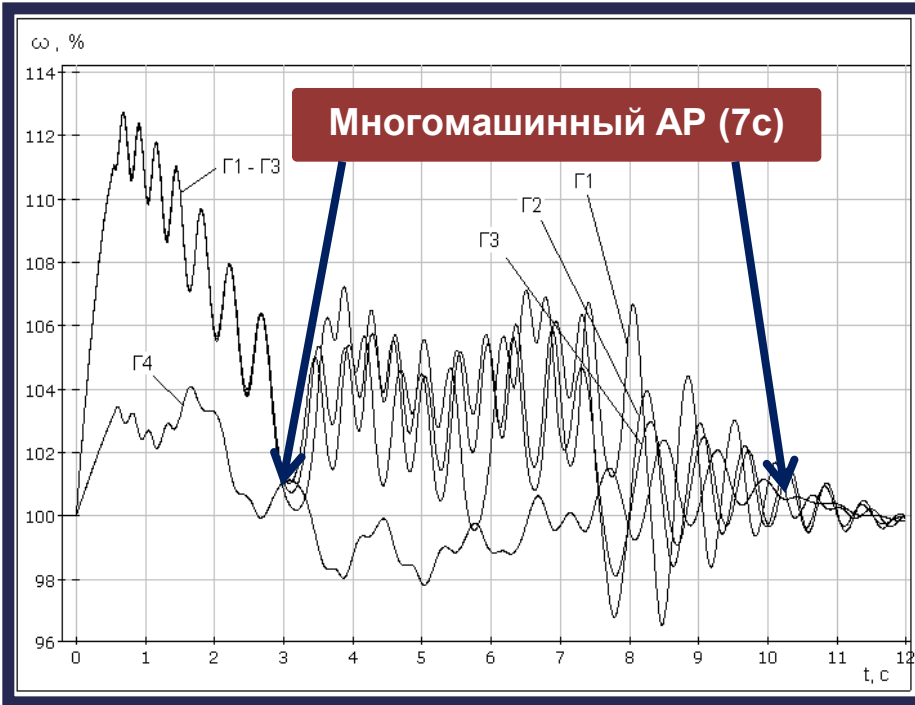


- Установившийся режим с параметрами $U > 0,8U_{ном}$, $f > 49$ Гц (Область А)
- Нормальная работа АЧР – U выше критического, f снижается (Область В)
- Работа АЧР в условиях значительного понижения U , обусловленного ростом потребления АД Q по мере снижения f (Область С)
- Быстрое возникновение лавины U в связи со значительном начальным дефицитом мощности, суммарная нагрузка снижается, частота нормализуется (Область D)

- 
1. Обосновано, что если дефицит мощности в выделенном энергорайоне велик и в нагрузке преобладают АД скорость разгрузки оказывается решающей
 2. В условиях, когда лавина U возможна, скорость разгрузки действием АЧР1 недостаточна – доказана эффективность использования ДАР
 3. Обосновано расчетами, что объем разгрузки должен быть больше, чем величина предаварийного дефицита мощности на 7-10%

Влияние конструкций ГУ на процесс перехода ГУ в АР при нормативных возмущениях в сети

10



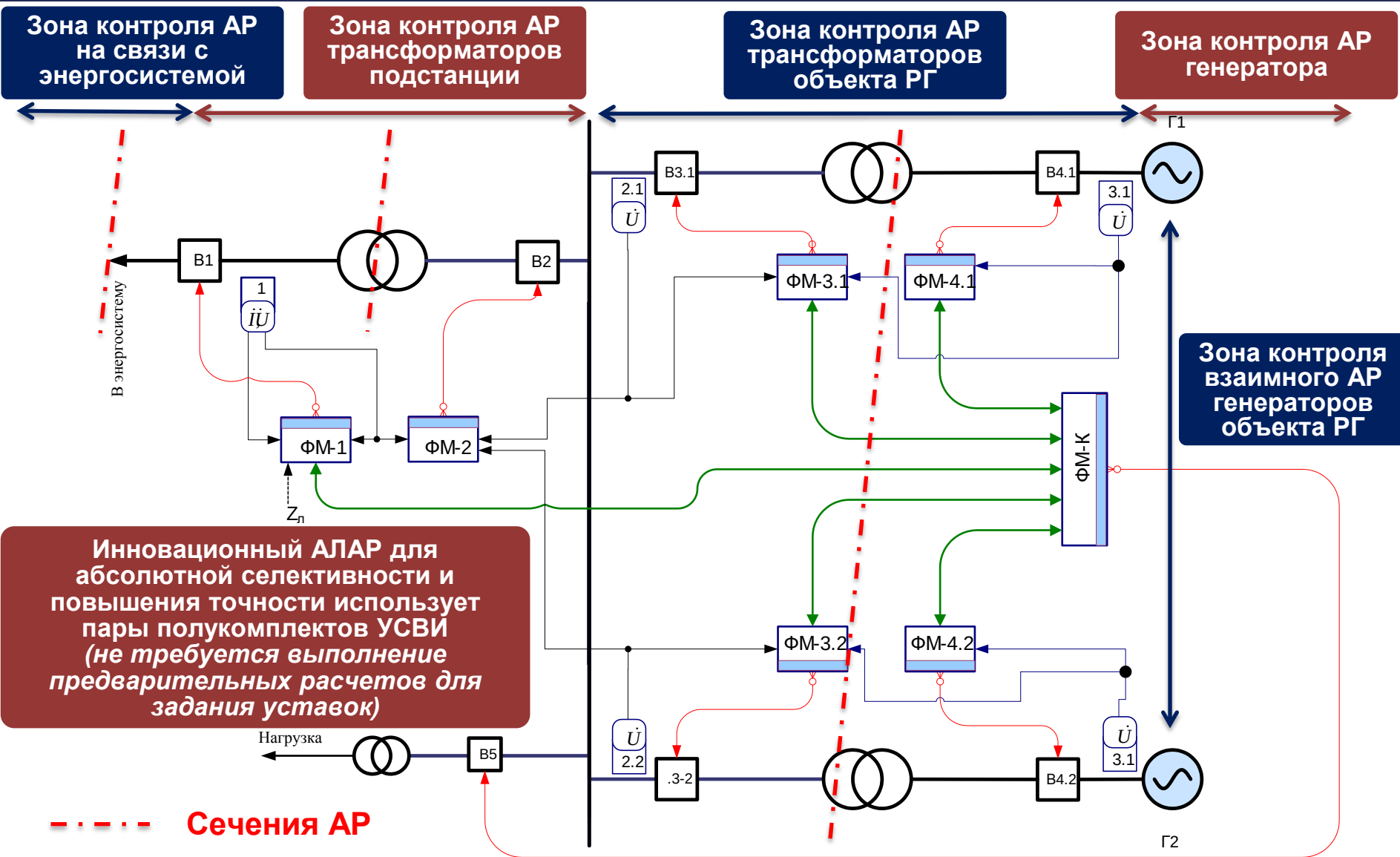
Переходный процесс генераторов ПГЭС: газотурбинных двухвальных Г1-Г3, и паротурбинного Г4 при трехфазном КЗ с отключением линии в ремонтной схеме

Тот же переходный процесс, но при замене двухвальных ГТУ на одновальные

! Многомашинные АР наблюдаются в узлах промышленной нагрузки с большой долей СД и объектов РГ (значительные перемещения ЭЦК – сложное выявление и ликвидация АР). АР может вызывать вторичные нарушения устойчивости ГУ и двигательной нагрузки

Особенности функционирования АЛАР в энергорайонах с объектами РГ

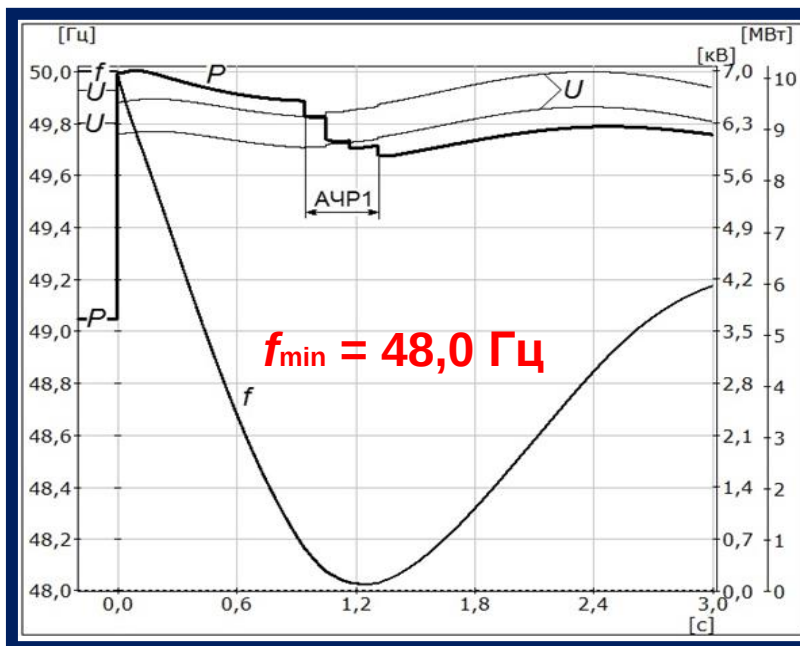
11



Значительные отклонения параметров режима при отключении части ГУ в энергорайоне

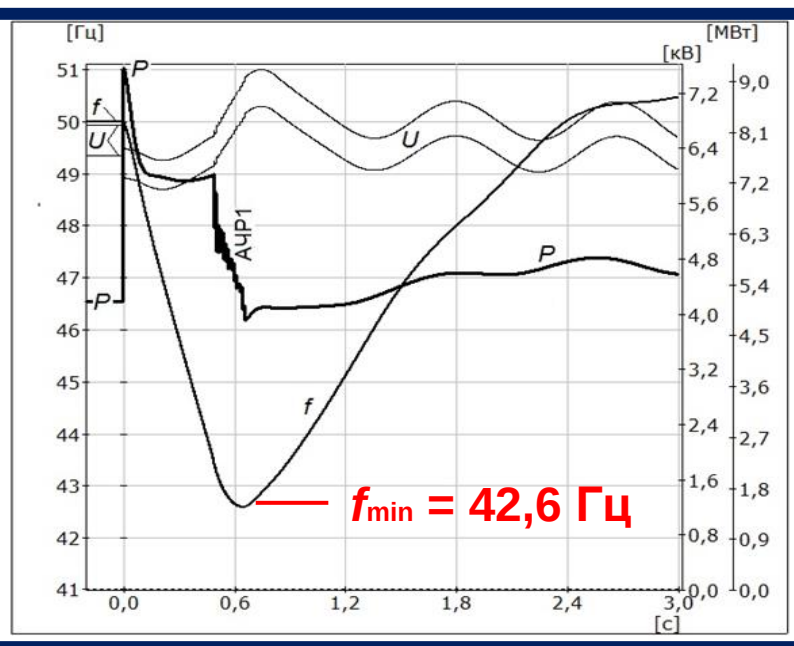
12

ТГ



Отключение одного ТГ из двух,
 $f_{\min} = 48,0$ Гц, срабатывает АЧР1
в объеме 1,5 МВт (14%)

ГПУ



Отключение трех ГПУ из шести,
 $f_{\min} = 42,6$ Гц, срабатывает АЧР1 в
объеме 5,5 МВт (52%)

Значительные отличия процессов обусловлены двумя факторами:

1. ГПУ характеризуются малыми значениями механической постоянной инерции генераторов: $T_J \approx 1 - 2$ с при том, что у паротурбинных генераторов тепловых электростанций $T_J \approx 6 - 9$ с
2. У ГПУ скорость набора нагрузки существенно меньше, что обусловлено инерционностью турбонаддува – системы, управляющей подачей воздуха

Переходные процессы при отключении части ГУ в результате КЗ в энергорайоне

13

КЗ

ТГ

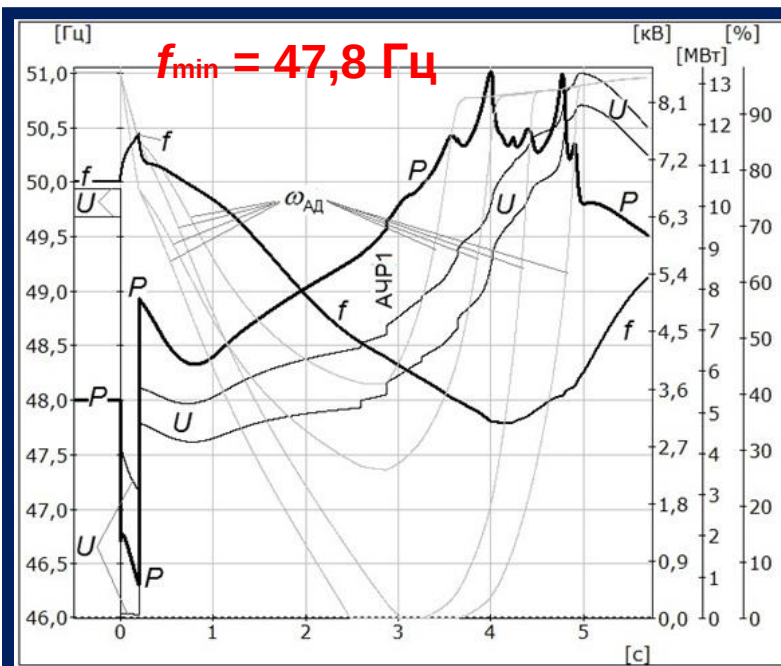


Рис. 1. Отключение одного ТГ из двух при трехфазном КЗ, $f_{\min} = 47,8$ Гц, срабатывает АЧР1 в объеме 2,23 МВт (21%)

ГПУ

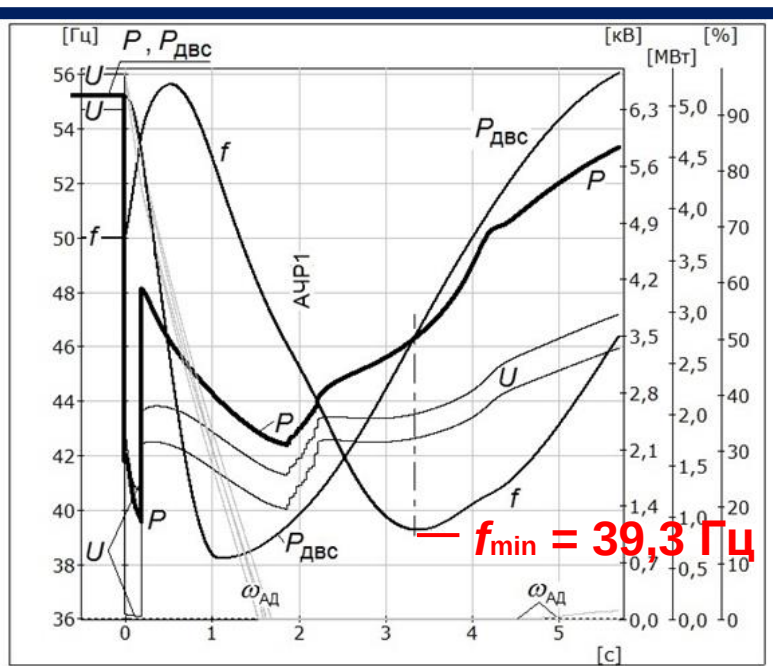


Рис. 2. Отключение трех ГПУ из шести при трехфазном КЗ, $f_{\min} = 39,3$ Гц, срабатывает АЧР1 в объеме 5,5 МВт (52%)

ДВС тормозятся значительно быстрее, соответственно U снижается глубже, а при низком U все электродвигатели останавливаются, однако после разгрузки, по мере нарастания мощности ГПУ, f и U скорости некоторых двигателей начинают возрастать медленно, поэтому вероятность отключений ГПУ и двигателей велика

Изменение ТТ к быстродействию устройств РЗ и ПА

14

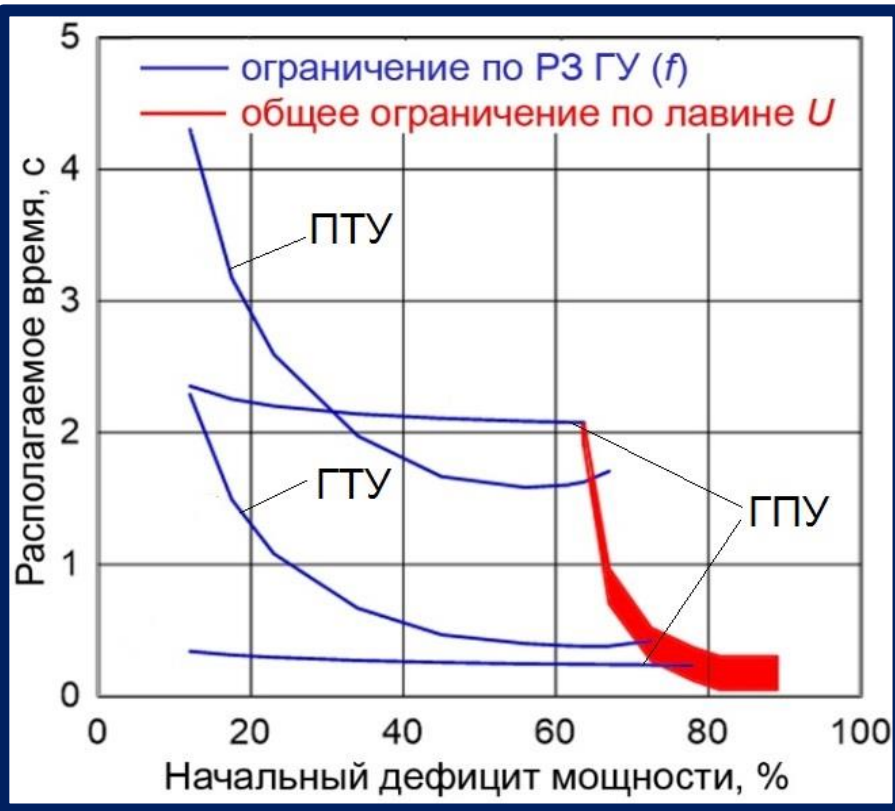


График зависимости $T_{расп} = \varphi(d)$
для разных видов ГУ

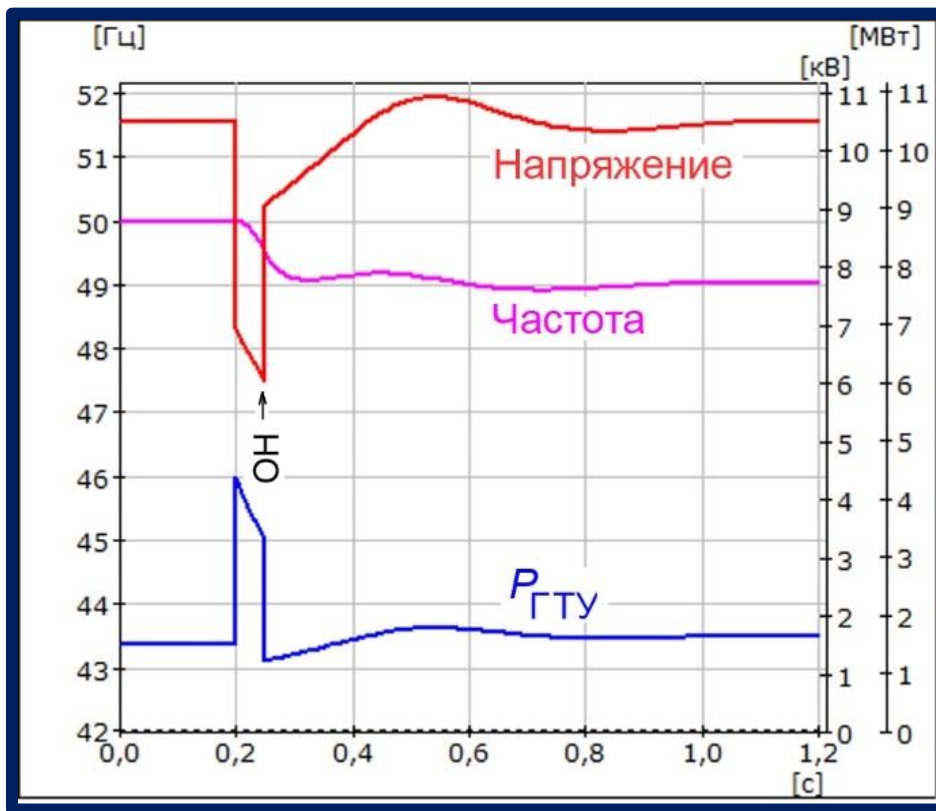


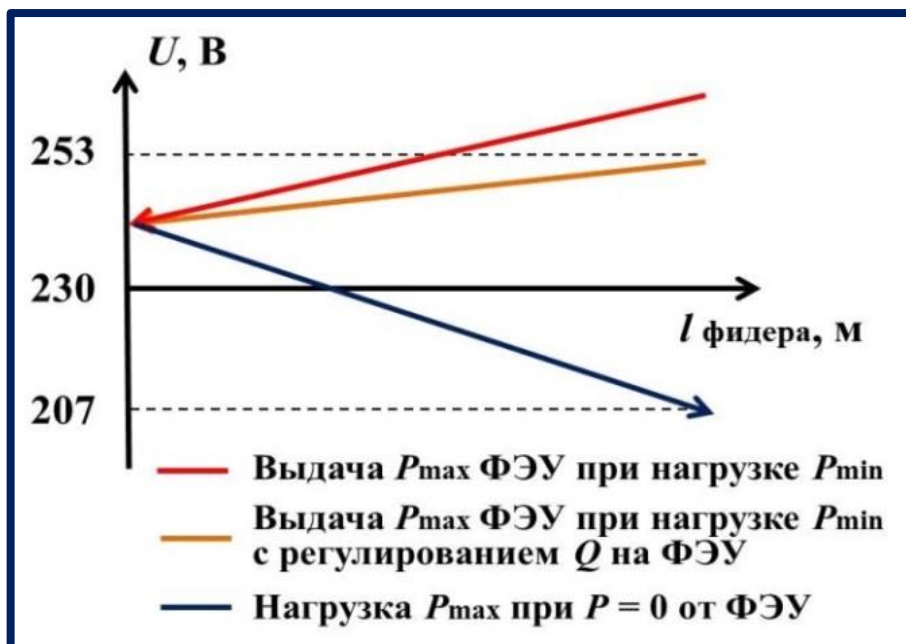
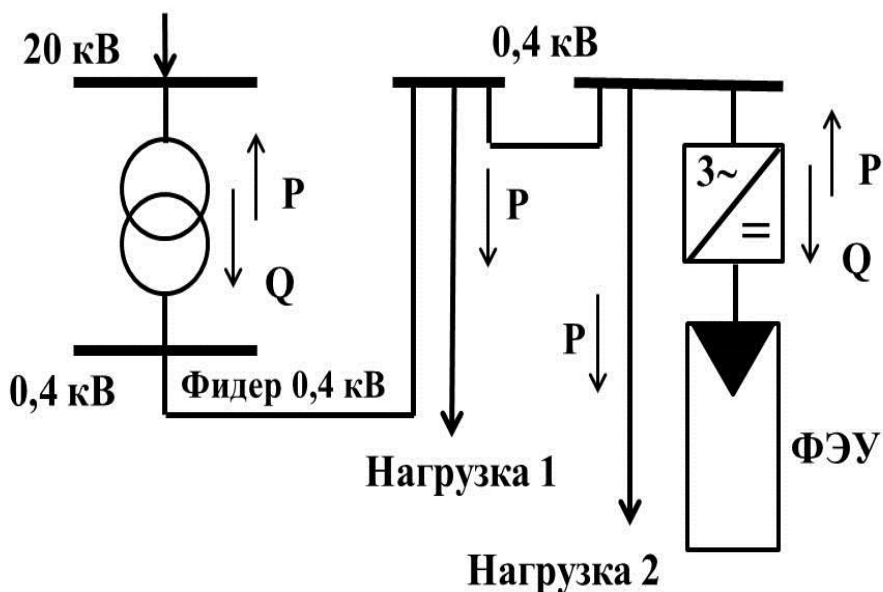
График U -процесса при
 $d = 83,5\%$, $T_{ОН} = 0,05$ с

! Требования к быстродействию в значительной мере зависят как от величины T_J ГУ, расположенных в энергорайоне, уставок устройств технологической защиты и автоматики ГУ, критическим временем перерыва электроснабжения для особо ответственных электроприемников

Новые проблемы с уровнями напряжения в распределительных сетях 0,4-20 кВ

15

Перспективы массового внедрения микрогенерации (до 15 кВт), в т.ч. на базе ВИЭ, в распределительные сети 0,4 кВ потребуют создания автоматики управления режимами энергорайонов с использованием современных программно-аппаратных комплексов



! Выработка избыточной по отношению к потребляемой активной мощности в сети 0,4 кВ, где величина активного сопротивления элементов превышает реактивное, приводит к повышению напряжения в точке подключения ФЭУ на более чем 10% от $U_{\text{ном.}} = 230 \text{ В}$

Регулирование напряжения и перетоков реактивной мощности

16

Интеграция объектов РГ, в том числе на базе ВИЭ, в ЭЭС приводит к существенному росту количества ГУ, работающих на общую электрическую сеть, что усложняет задачу управления напряжением и перетоками реактивной мощности, а также увеличивает ее размерность

В энергорайонах с объектами РГ внедряется одновременно множество устройств, оснащенных локальными САР напряжения:

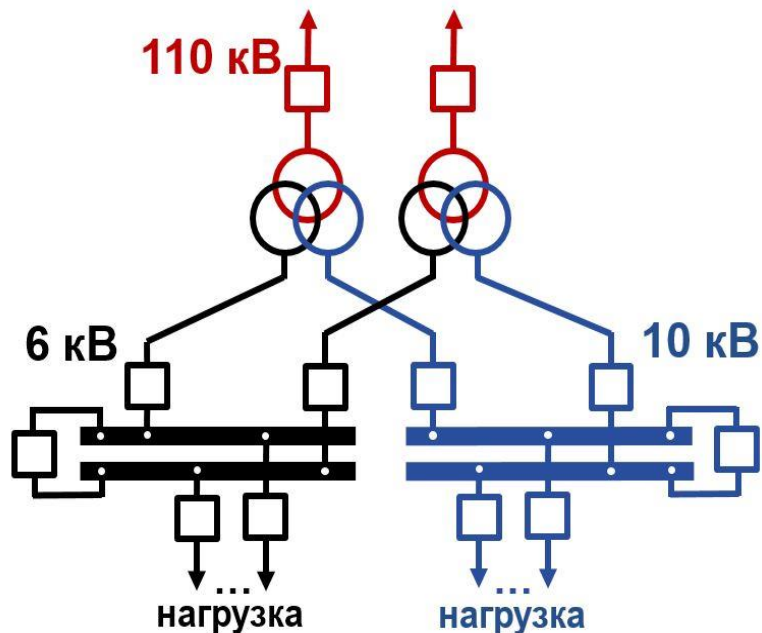
- ГУ объектов РГ (цель – поддержание заданного значения выдачи реактивной мощности)
- СКРМ различных типов, ВДТ, РПН силовых трансформаторов (цель – спрямление суточного профиля U)
- ДКРМ (цель – поддержание минимально достаточного модуля U на шинах особо ответственных электроприемников)
- ИБП и ДКПН (цель – поддержание U при провалах и прерываниях)

Слабо скоординированное управление режимом по U на основе визуальной оценки ограниченного количества локальных параметров электрического режима **КРАЙНЕ НЕЭФФЕКТИВНО**, а нескоординированное действие САР в энергорайонах приводит к **УСЛОЖНЕНИЮ И УТЯЖЕЛЕНИЮ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ**

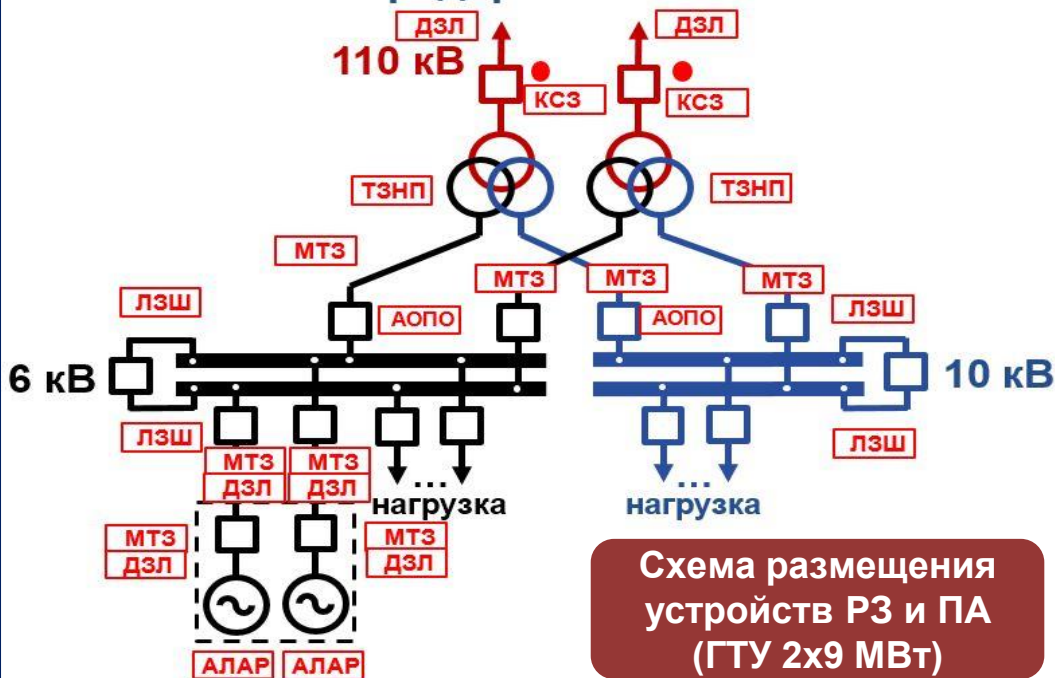
Мероприятия в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения при интеграции объекта РГ

17

ГПП Предприятия 110/10/6 кВ



ГПП Предприятия 110/10/6 кВ



1. Для обеспечения нормального функционирования объекта РГ в режиме параллельной работы с энергосистемой требуется проведение значительного объема работ в сетях внешнего (частично) и внутреннего электроснабжения энергорайона (затраты сопоставимые с объектом РГ)
2. Технические мероприятия включают в себя частичную замену КА, ТТ, дополнительную установку устройств РЗ и ПА (АПВ УС с ШОН, ЛЗШ, ТЗНП, КСЗ, МТЗ, ДЗЛ, АЛАР, АОПО), а также ВОЛС и РАС

Базовые функции, реализуемые в многофункциональных цифровых устройствах (дополнительно к РЗ)

18

- Обеспечение наблюдаемости и управляемости режимами работы сетей внутреннего электроснабжения энергорайона
- Выбор состава включенного генерирующего оборудования, с учетом обеспечения необходимой величины горячего резерва
- Регулирование частоты и перетоков активной мощности в островном режиме работы энергорайона
- Регулирование напряжения и перетоков реактивной мощности
- Групповое регулирования активной/реактивной мощности (ГРАМ; ГРРМ)
- Автоматика выделения в островной режим работы / синхронизации
- Автоматический разворот объекта РГ (энергорайона) «с нуля» из холодного и горячего состояний
- Автоматическое обеспечение заданных параметров потребления /выдачи мощности в энергосистему
- Выявление и предотвращение возникновения асинхронных режимов
- Управление электромеханическими переходными процессами в энергорайоне в темпе процесса по заданной траектории
- Мониторинг работы оборудования объектов РГ
- Расчет технико-экономических показателей

Создание и ввод в эксплуатацию АУНиАР на базе МЦУ в энергорайон с объектами РГ

19

- Комплекс АУНиАР реализует иерархическую систему построения и имеет локальный, координирующий и централизованный уровни реализации функций
- Датчиками для комплекса АУНиАР служат малогабаритные УСВИ для сетей 0,4-110 кВ, позволяющие на основе синхровекторов тока и напряжения рассчитывать необходимые режимные параметры
- Данные изменений параметров режима от датчиков используются во всех алгоритмах управления режимами (*предусматривается аппаратное резервирование*)
- Адаптивные алгоритмы АУНиАР реализуются в виде функций на единой программно-аппаратной платформе (*предусматривается аппаратное резервирование*)
- Набор типовых технических решений по реализации АУНиАР выполнен на отечественной элементной базе на бестерминальной основе на базе отечественных промышленных компьютеров с использованием специализированного ПО и протоколом обмена МЭК 61850
- На первом этапе комплекс АУНиАР использует результаты off-line расчетов режимов с последующим переходом на ПАК расчетов установившихся и переходных процессов в режиме on-line

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

20

- Интеграция объектов РГ приводит к изменению схемно-режимных условий в сети, приводя к повреждениям (излишним отключениям) ГУ и нарушениям электроснабжения потребителей
- Некорректная работа устройств автоматики энергосистем, без внесения изменений в алгоритмы работы и параметры настройки при вводе объектов РГ, может содействовать развитию аварий
- Реализация комплексного подхода при интеграции объектов РГ позволяет обеспечить надежную и эффективную работу ГУ объектов РГ и электроснабжение потребителей
- Создание в энергорайонах автоматики управления нормальными и аварийными режимами на базе МЦУ позволяет реализовать полный набор функций РЗ, а также усовершенствованные алгоритмы противоаварийного и режимного управления
- Применение МЦУ, созданных на базе отечественных промышленных компьютеров со специализированным ПО и протоколом обмена МЭК 61850, позволяет обеспечить лучшие экономические показатели в проектах строительства РГ

БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ !

Илюшин Павел Владимирович
ilyushin.pv@mail.ru