

Анализ зарубежного и отечественного опыта интеграции объектов возобновляемой и малой энергетики в энергосистему

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**

Москва, 08.06.2015





Мировые тенденции в развитии распределенной генерации



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



Развитие стандартизации и ужесточение ТТ к работе объектов РГ в составе ЭС

- 
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



Солнечная прибрежная электростанция 70 МВт г. Кагосима (Япония)



 **KYOCERA**

S = 1 270 000 кв. м

**Годовой отпуск:
78 800 МВт*ч**

**Электроснабжение
22 000 домов**

***Начало
строительства:***
сентябрь 2012 г.

***Окончание
строительства:***
октябрь 2013 г.



Солнечная пустынная электростанция 290 МВт округ Юма, штат Аризона (США)



S=9 712 464 кв. м

**Годовой отпуск:
675 525 МВт*ч**

**5 200 000 PV
модулей**

**Электроснабжение
225 000 домов**

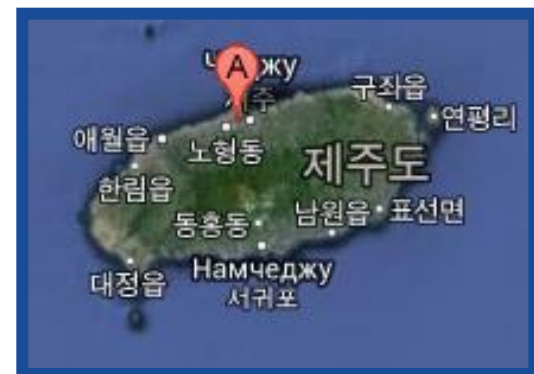
**Начало
строительства:
август 2011 г.**

**Окончание
строительства:
июнь 2014 г.**



Ветряные электростанции о. Чеджу 127 МВт (Южная Корея)

- Установленная мощность генерирующего оборудования – 787 МВт
- Интеграция электротранспорта в систему электроснабжения
- Вставки постоянного тока для подключения в основной энергосистеме
- Интеллектуальный учет 6000 домохозяйств
- Максимальная нагрузка о. Чеджу – 681 МВт



Остров Чеджу:
S = 73 км x 41 км
Численность населения:
500 000 человек

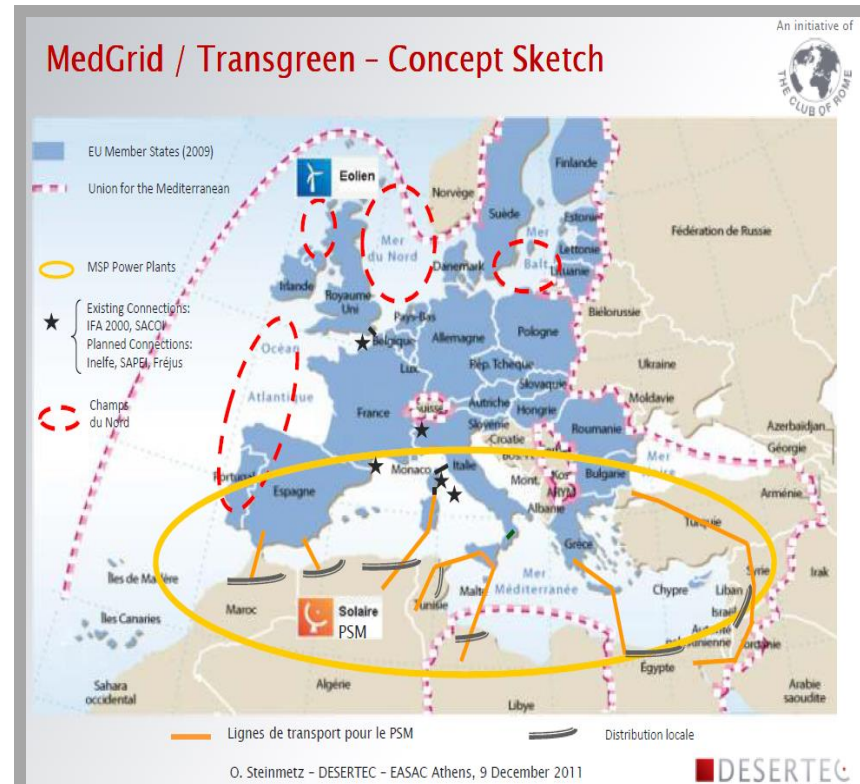


Глобальные энергетические проекты на базе ВИЭ

Развитие систем управления ГУ ВИЭ различных видов в будущем позволит реализовывать энергетические проекты глобального характера



Концепция интеграции чистой энергии пустынь с другими ВИЭ с помощью передачи э/э постоянного тока на высоком напряжении



Перспективные места развития Международных энергообъединений на базе ВИЭ по версии Римского Клуба



Энергомост «Центральная Азия – Европа»

Электропередачи **постоянного** тока высокого напряжения

- **±800 кВ: 8 ГВт** (5 кА, 6x1000 кв.мм), в диапазоне 1100-2500 км
- **±1100 кВ: 11 ГВт** (5 кА, 8x1000 кв.мм), в диапазоне 2500-5000 км





Международный стандарт IEEE 1547

IEEE 1547 (2003 – 2014) – серия международных стандартов Института инженеров электротехники и электроники, регламентирующих вопросы присоединения распределенных источников энергии к ЭЭС

IEEE Standards

- IEEE 1547.1 - Приёмсдаточные испытания оборудования малой генерации
- IEEE 1547.2 - Руководство по применению стандарта IEEE 1547
- IEEE 1547.3 - Руководство по мониторингу, информационному обмену и управлению малой генерацией, подключенной к энергосистеме
- IEEE 1547.4 - Руководство по проектированию, эксплуатации и внедрению автономных систем с малой генерацией
- IEEE 1547.5 - Руководящие указания по подключению к энергосистеме генерирующих источников мощностью от 10 МВА
- IEEE 1547.6 - Методические рекомендации по подключению малой генерации к распределительным сетям НН и СН
- IEEE 1547.7 - Руководство по определению влияния малой генерации на энергосистему
- IEEE 1547.8 - Методические рекомендации по внедрению IEEE 1547



Единственный существующий международный стандарт на подключение РГ IEEE 1547 не является законченным и признанным документом (США использует свои стандарты), задачей которого является обозначение проблематики и **создание структуры требований**, в которую хорошо интегрируются конкретные требования и численные значения национальных стандартов, **носит научно-технический характер** и в чистом виде **не может быть использован** в качестве национального стандарта по подключению РГ



Регламентация технических требований к объектам РГ при их интеграции в ЭЭС



Обзор итогового отчета «Развитие распределенной генерации и последствия для энергосистем» («Development of Dispersed Generation and Consequences for Power Systems», ELECTRA, August, 2004). Рабочая группа WG C6.01.

Техническая брошюра 271 «Подключение генераторов и других абонентов - правила и опыт реализации», 2005 г. (рабочая группа WG C6.02)

Техническая брошюра 311 «Управление распределенной генерацией с использованием информационных технологий», 2007 г., (рабочая группа WG C6.03)

Техническая брошюра 313 «Критерии подключения распределенной генерации в распределительную сеть», 2007 г. (рабочая группа TF C6.04.01)

Техническая брошюра 423 «Техническая и коммерческая стандартизация распределенной генерации/компонентов microGrid», 2010 г. (рабочая группа WG C6.10)

Техническая брошюра 450 «Подключение ветряной генерации к электрической сети», 2011 г. (рабочая группа WG C6.08)

Техническая брошюра 475 «Организация участия потребителей в управлении режимом энергосистемы», 2011 г. (рабочая группа WG C6.09)

Техническая брошюра 457 «Развитие и управление активными распределительными сетями», 2011 г. (рабочая группа WG C6.11)

Техническая брошюра 458 «Системы хранения электрической энергии», 2011 г. (рабочая группа WG C6.15)

Техническая брошюра 575 «Системы оценки возможности интеграции возобновляемой и распределенной генерации в электрическую сеть», 2014 г. (рабочая группа TF C6.04)

Техническая брошюра 586 «Пропускная способность питающих линий распределительной сети для подключения распределенной генерации, 2014 г. (рабочая группа WG C6.24)

Техническая брошюра 591 «Методы планирования и оптимизации в распределительных сетях», 2014). Рабочая группа WG C6.19.



Примеры действующих европейских технических требований к РГ

Присоединение к высоковольтным сетям до 130 кВ допускается при мощности источника не более 50 МВт

Установки мощностью от 1 до 10 МВт должны иметь возможность выдавать реактивную мощность в объеме не менее 50% полной мощности и потреблять в размере 10%, с возможностью регулирования напряжения по запросу оператора сети

Коэффициент высших гармоник не должен превышать 4-5% для 3, 5 и 7 гармоник

Синхронизация с энергосистемой должна осуществляться при отклонениях от номинального значения f в 0,1 Гц, U – 10%, разности электрических углов – 10 град

Должны быть предусмотрены защиты от замыканий на землю, междуфазных замыканий в сетях среднего и низкого напряжения, КЗ в высоковольтной сети, а также защита от ложного выделения и защита от КЗ при автономной работе (собственная защита ГУ не должна отключать ее при более легких возмущениях)

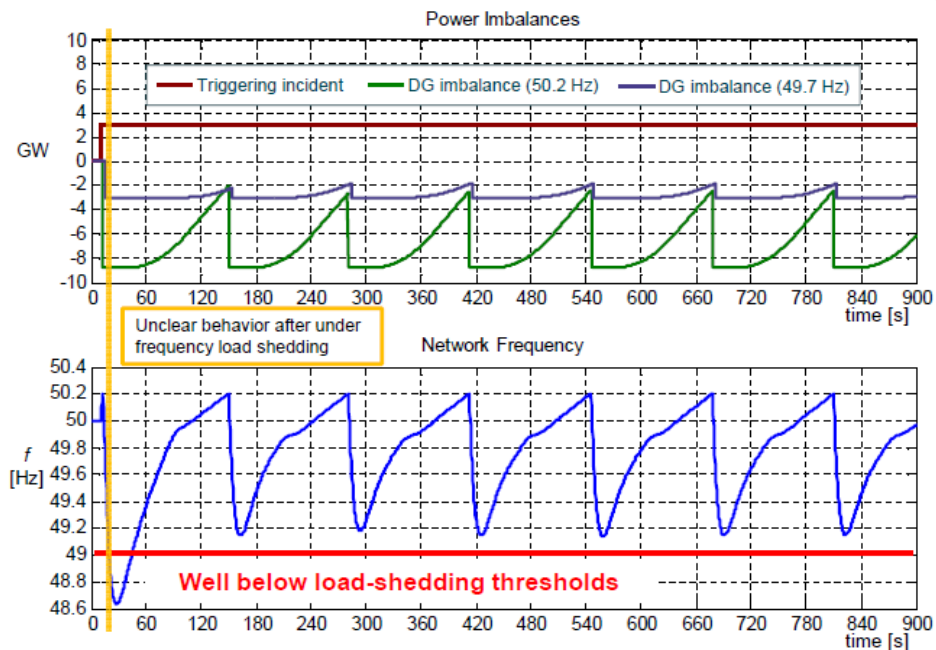
Необходимо сохранение в работе при пониженных значениях напряжения и частоты (дифференцированно в зависимости от типа, значений мощности и напряжения в точке присоединения), а также при определенных возмущениях без отделения от системы

В изолированных системах источник должен длительно работать в диапазоне частот 48-52 Гц, при частоте 46-48 Гц – в течение 3-х минут, 44-46 Гц – 30 с, 52-54 Гц – 5 с. Должна быть обеспечена возможность работы при кратковременном снижении U в результате КЗ до величины 70% $U_{ном.}$ - 2,5 с, 30% $U_{ном.}$ в течение 0,6 с

Предоставление регулировочного диапазона по требованию оператора сети



Ужесточение требований к СЭС при подключении к ЭЭС в Германии



1. Быстрое отключение СЭС 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 СЭС действием защиты по повышению частоты
3. Неустойчивая работа автоматической частотной разгрузки (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



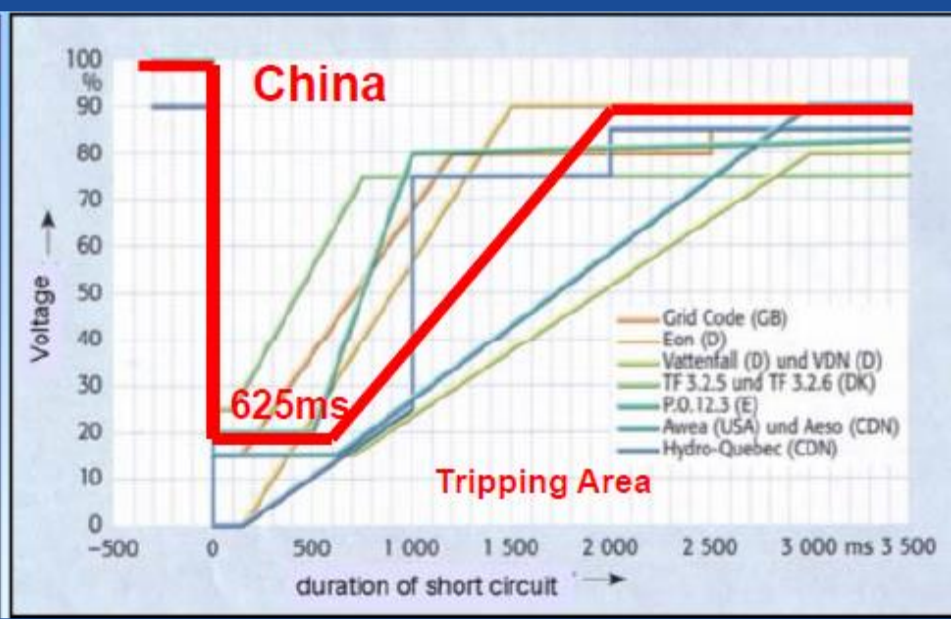
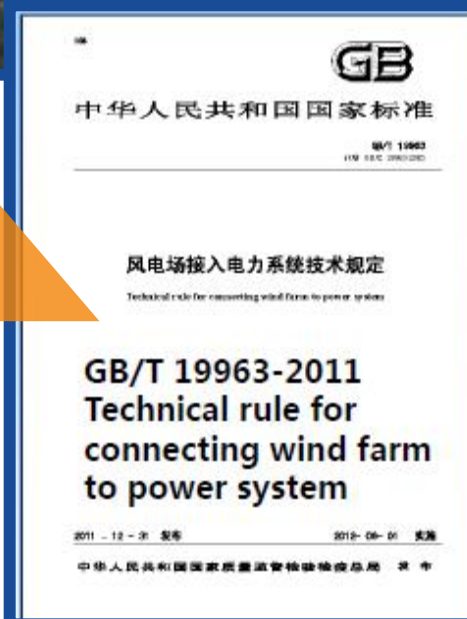
Ужесточение требований к ВЭС при подключении к ЭЭС в Китае



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

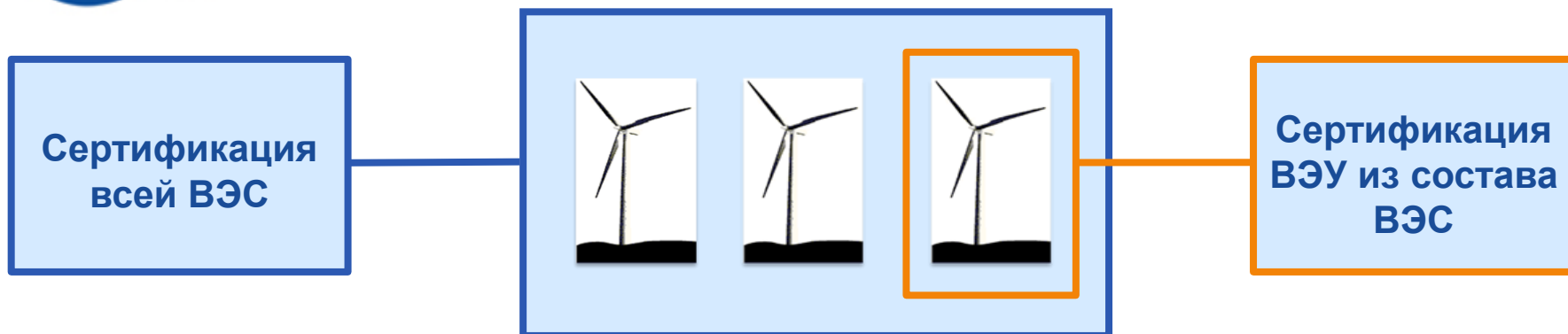
ПРИЧИНА: неустойчивая работа ветроустановок при снижении напряжения в сети в результате КЗ

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





Процесс подтверждения соответствия – сертификации ВЭС



! Соответствие действующим требованиям, с различными переходными периодами, должно быть подтверждено электростанциями вне зависимости от того, что на момент подключения электростанции к сети, данные требования оператором сети не предъявлялись

Зарубежное нормативно-правовое и нормативно-техническое регулирование в части РГ направлено в первую очередь на обеспечение надежной работы ЭЭС с большой долей ВИЭ в структуре генерирующих мощностей, так как развитие ВИЭ оказывает существенное воздействие на традиционную генерацию в части обеспечения надежности и динамической устойчивости

! **ВЫЗОВЫ** перед электроэнергетикой, в связи с широким распространением ВИЭ:

- *изменение подходов к процессам планирования*
- *обеспечение требуемого уровня резерва*
- *изменение роли операторов распределительных сетей, в условиях, когда распределительная сеть становится «активной»*



Эффекты комплексной интеграции



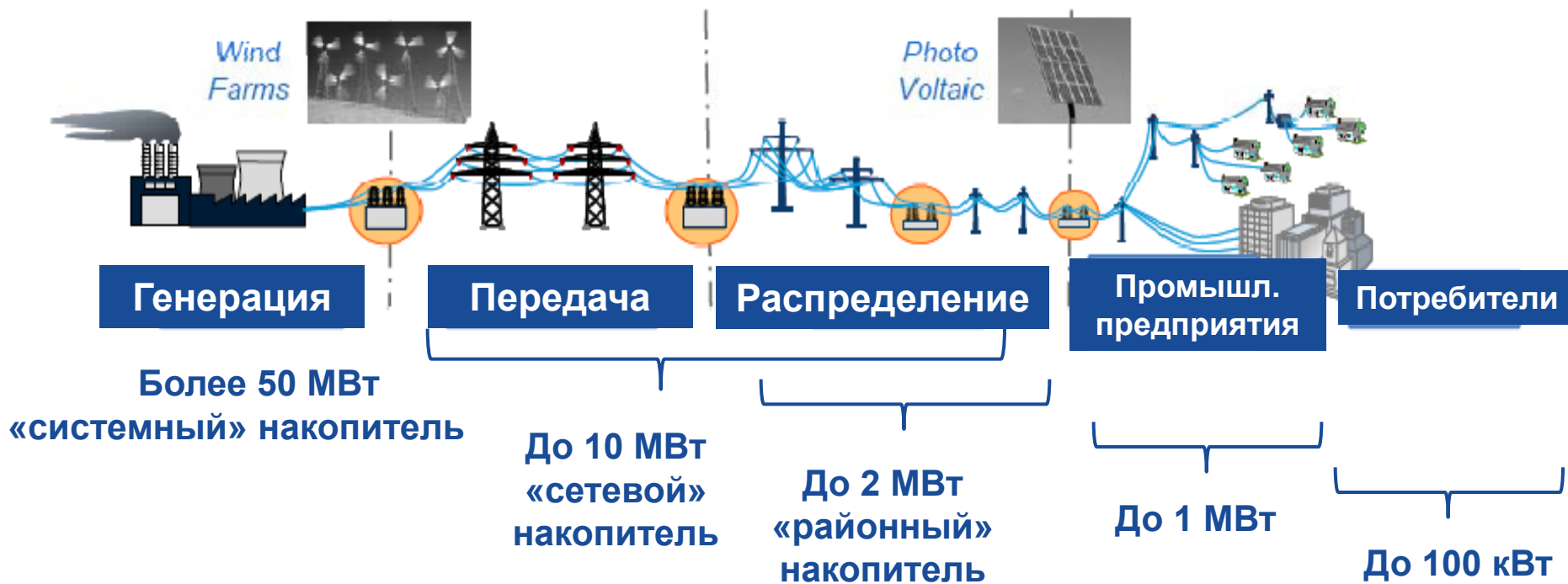
- интеграция в ЭЭС разнородных источников электроэнергии, в том числе на основе ВИЭ, и «активных» потребителей
- выбор оптимального состава генерирующих источников, включая ОРГ
- автоматическое обнаружение, устранение или уменьшение последствий нарушений в работе ЭЭС как на локальном и системном уровнях
- управление электропотреблением и загрузкой ОРГ стимулирующими методами и избирательным ограничением потребителей
- устойчивость к воздействию угроз безопасности (физическая, информационная и ресурсная)
- возможность развития системных услуг на базе рыночных механизмов
- оптимальное использование и обслуживание производственных фондов объектов электроэнергетики на всем жизненном цикле

Максимальный положительный эффект достигается за счет комбинированного использования различных видов генерации при минимизации негативных аспектов



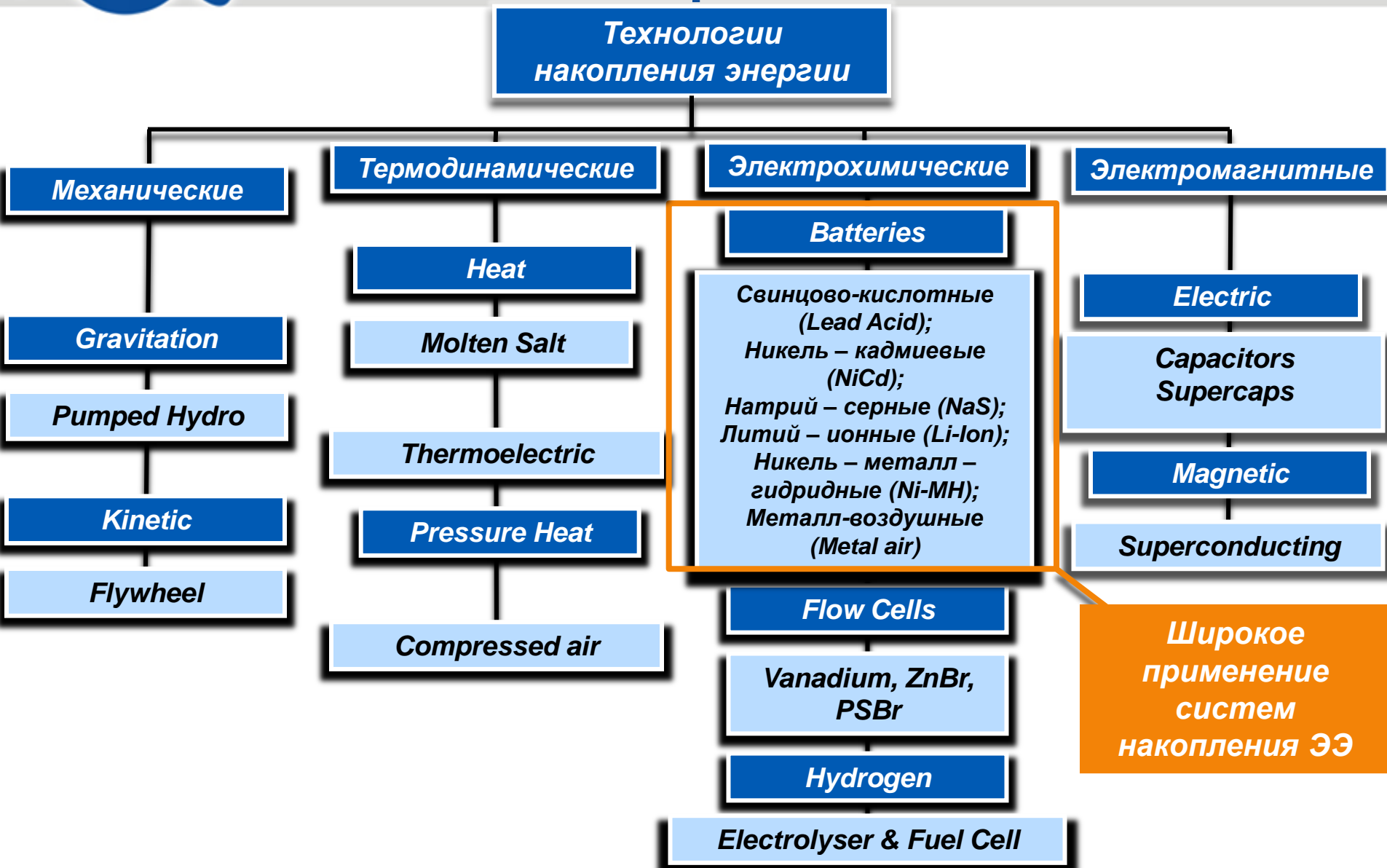
Преимущества применения устройств накопления электроэнергии (НЭЭ)

- Выравнивание графика нагрузки сети и демпфирование колебаний мощности отдельных потребителей электроэнергии
- Увеличение доступной мощности сети для покрытия пиковых нагрузок
- Стабилизация работы децентрализованных источников электрической энергии (объектов РГ, включая ВИЭ)
- Обеспечение регулирования частоты и мощности в энергосистеме





Виды технологий для систем накопления энергии





Функциональные требования к системам накопления ЭЭ (совместно с ВИЭ)

Применение	Особенности	Примеры использования / Режимы работы	Точка подключения
Накопители для применения совместно с ВИЭ	Поддержка линейного изменения мощности солнечных электростанций Мощность: до нескольких МВт Разряд: от 1 секунды до 20 мин	<ul style="list-style-type: none"> Сглаживание резких колебаний мощности, которые могут возникать в энергосистемах с высоким уровнем распространения солнечных электростанций 	Напряжение распределительной сети
	Поддержка линейного изменения мощности ветроэлектростанций Мощность: до 100 МВт Разряд: до 15 минут Срок службы эквивалентен 10 000 полным циклам	<ul style="list-style-type: none"> Регулирование переменной выработки ВЭС, для обеспечения требуемого уровня скорости линейного изменения мощности (МВт / мин); Обеспечение поддержания изменений нагрузки для сети в целом; Поддержка напряжения локальной системы передачи и распределения; Обеспечение регулирования частоты; Обеспечение выполнения ВЭС требований по устойчивой работе при снижении напряжения в сети (LVRT) 	Напряжение распределительной сети / магистральной сети
	Переключение источников питания Мощность: от 1 кВт до десятков МВт Разряд: от 2 до 10 часов	<ul style="list-style-type: none"> Накопление энергии, генерируемой в период провала нагрузки, для отдачи во время пиков потребления; Накопление для оказания услуг по обеспечению системной надежности. 	Напряжение распределительной сети / магистральной сети



Модели управления объектами распределенной генерации

Для оптимальной интеграции объектов РГ необходимо использовать современные модели управления

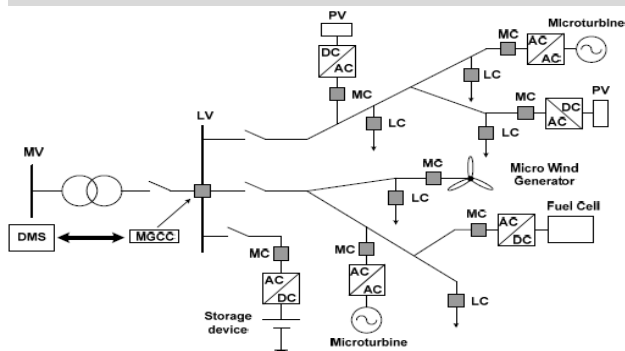
Виртуальная электростанция (VPP)

Главные функции VPP

- обрабатывать информацию о производстве ЭЭ каждым объектом РГ, входящим в состав VPP, а также информацию о нагрузке участка сети к которому подключен объект РГ
- объединять полученную информацию в единый блок для организации управления

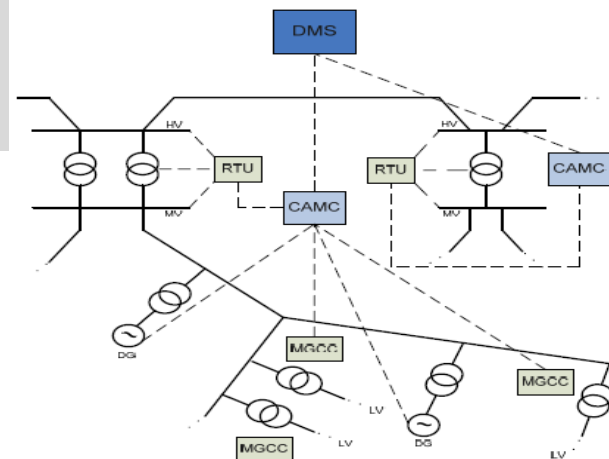
Микроэнергосистема (МЭ)

МЭ – управляется центральным контроллером, установленном на низкой стороне тр-ра СН/НН
Центральный контроллер осуществляет обмен данными с контроллерами нагрузки и контроллерами нижнего уровня, которые, в свою очередь, управляют микрогенерацией и накопителями ЭЭ



Мульти-микроэнергосистема (ММЭ)

ММЭ – более высокий структурный уровень, сформированный на СН из транспонированных МЭ, работающих на НН, и объектов РГ, подключенных к сетям СН



Повышение маневренности объектов РГ на базе ВИЭ в рамках ЭЭС

Снижение финансовых рисков от индивидуального участия объектов РГ на рынке ЭЭ



Существующее положение с внедрением объектов РГ в России

Широкое распространение получают электростанции малой и средней мощности: газотурбинные (ГТЭС), газопоршневые (ГПЭС) и дизельные (ДЭС), подключаемые к распределительным электрическим сетям и/или к сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ:

1

Ограничение возможностей подключения новых потребителей и увеличения мощности присоединенной нагрузки к существующим распределительным сетям (наличие закрытых центров питания)

2

Необходимость обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей, перерывы электроснабжения которых являются недопустимыми по условиям технологии производства

3

Снижение затрат на выработку электрической энергии за счет эффективной утилизации вторичных энергоресурсов (доменный и конвертерный газ, попутный нефтяной газ, шахтный газ (метан), отходы лесопереработки и сельского хозяйства и пр.)

4

Снижение затрат на передачу электроэнергии по магистральным и распределительным электрическим сетям



Результаты анализа опыта применения ГУ на объектах РГ

- Безаварийная эксплуатация ГУ отечественного и иностранного производства на объектах распределенной генерации
- 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 потребителей
- 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)

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



Возможные режимы работы объекта РГ

Параллельная работа с энергосистемой (с выдачей или без выдачи мощности в сеть)


Постоянная изолированная работа объекта РГ (автономный режим)

Комбинированный режим (возможна параллельная и изолированная работа)

Работа объекта РГ в базе за счет получения из энергосистемы пиковой мощности и выдача в энергосистему избытков мощности, что позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей и повысить ТЭП работы объекта РГ

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

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 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 f в ЭЭС или выделенном энергорайоне (переход компрессора в режим «помпажа»)
4. Неуспешные выделения действием АВСН в связи с отключением ГУ технологическими защитами или защитой от обратной мощности при набросах / сбросах нагрузки
5. Невозможность длительной работы в изолированном режиме из-за наличия ограничений по технологическому минимуму нагрузки ГУ (диапазон от единиц до десятков % от P ном.)
6. Снижение мощности и КПД ГТУ в зависимости от температуры наружного воздуха (ограничения режима потребления или проектное завышение мощности ГТУ для обеспечения возможности изолированной работы)
7. Отключение ГУ защитой от повышения вибрации из-за возникновения крутильных субсинхронных колебаний при сбросе нагрузки мощными электродвигателями с (ЧРП) при автономном режиме работы



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

- 1 Возникновение синхронных качаний ГУ (незатухающие синхронные колебания P на ГУ) обусловленные выбором параметров АРВ
- 2 Невозможность обеспечения регулирования частоты вращения генераторов в 2-х состояниях: при параллельной работе с сетью и при автономной (изолированной) работе
- 3 Повышенный износ регулирующих клапанов при отсутствии зоны нечувствительности в АРЧВ (исключение УВ на турбину при малых отклонениях f близи ее номинального значения)
- 4 Невозможность (значительные сложности) обеспечения селективного отключения КЗ в сети, а также прямых пусков электродвигателей при изолированной (автономной) работе ГТУ с ТПЧ
- 5 Неселективное отключение генераторов 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 (высокий уровень несимметрии фазных напряжений)
- 7 Отключения ГУ устройствами РЗА при работе в изолированном режиме вследствие недопустимого уровня гармонических составляющих в токе нагрузки (большая доля нелинейных электроприемников)



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: отсутствием в составе проектной документации комплекса специализированных, нетиповых натуральных исследований параметров электрических режимов и расчетов установившихся и оптимизационных режимов, электромеханических переходных процессов и показателей качества электроэнергии, приводящим к принятию некорректных технических решений по составу, количеству и алгоритмам работы оборудования, устройств РЗА и последующему снижению надежности электроснабжения потребителей



Причины учета особенностей отечественной электроэнергетики

- Сохранение параллельной работы ЕЭС с минимизацией возможности выделения отдельных частей на изолированную работу
- Многолетнее развитие и строительство удаленных от центров нагрузок больших источников энергии (блоки единичной мощности в сотни МВт) на АЭС, ГРЭС и ГЭС
- Строительство и эксплуатация линий электропередачи высокого, сверхвысокого и ультравысокого напряжения для передачи больших мощностей на сотни и тысячи км.
- Минимальное сетевое резервирование и высокий технический износ сетей
- Низкий уровень автоматизации в распределительных сетях (АВР, реклоузеры) при значительных протяженностях сетей и отдельных фидеров 0,4 – 6 – 10 кВ
- Применение в сетях несинхронного АПВ и противоаварийной автоматики
- Выбор принципов построения систем РЗА (ближнее и дальнее резервирование)
- Необходимость обеспечения надежного электроснабжения потребителей в изолированных энергорайонах и энергосистемах, а также реализация АВСН
- Широкая сеть котельных (муниципальных и производственных), используемых для выработки тепловой энергии и организации теплоснабжения промышленных и бытовых потребителей
- Достаточная механическая прочность и термическая стойкость отечественных ГУ к воздействиям близких КЗ
- Достаточная термическая стойкость отечественных ГУ к воздействию токов КЗ, с учетом уставок по времени устройств РЗА электросетевых элементов
- Производство и применение на электростанциях одновальных ГУ (большие значения механических постоянных инерции)



Реорганизация Технических Комитетов Росстандарта в электроэнергетике

Технический комитет по стандартизации
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА» (ТК 016)

Председатель ТК 016 – Шульгинов Н.Г.

Базовая организация: ОАО «СО ЕЭС»

Подкомитет ПК-1

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Руководитель ПК – Шульгинов Н.Г.

Базовая организация: ОАО «СО ЕЭС»

Подкомитет ПК-2

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

(МАГИСТРАЛЬНЫЕ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ)

Руководитель ПК – Бердников Р.Н.

Базовая организация: ОАО «Россети»

Подкомитет ПК-3

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Руководитель ПК – Ольховский Г.Г.

Базовая организация: ОАО «ВТИ»

Подкомитет ПК-4

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Руководитель ПК – Богуш Б.Б.

Базовая организация: ОАО «РусГидро»

Подкомитет ПК-5

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ (ВКЛЮЧАЯ ВИЭ)

Руководитель ПК – Илюшин П.В.

Базовая организация: ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»



Предпринятые действия по составу ПК-5

С целью формирования Программы разработки национальных стандартов на 2016-2018 г. осуществляется сбор предложений организаций-членов ПК-5

Сформирован базовый состав ПК-5

1. ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»
2. ОАО «СО ЕЭС»
3. ОАО «Россети»
4. ОАО «РусГидро»
5. ОАО «Институт Гидропроект»
6. ОАО «НИИЭС»
7. ОАО «ВТИ»
8. ОАО «Силовые машины»
9. ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»
10. ОАО «ВНИПИэнергопром»
11. ОАО «НТЦ ЕЭС»
12. ИНЭИ РАН
13. ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»
14. ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»
15. ОАО «ВНИИР»
16. ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»
17. ОАО «ЭНИН»



Осуществлен прием в состав ПК-5
НОВЫХ ЧЛЕНОВ:

- Российское Энергетическое Агентство
- Петербургский энергетический институт повышения квалификации
- «Президент Нева «Энергетический центр»



Представители 5 организаций
приглашены для работы в ПК-5 в
качестве экспертов:

- ОАО «НК «Роснефть»,
- ОАО «Лукойл»,
- ООО «Интер РАО – Инжиниринг»,
- НИЛ ВИЭ (ФГБОУ МГУ им.
Ломоносова),
- НП «Совет участников рынка ВИЭ»





Работы Подкомитета ПК-5 в 2015 году с переходом на 2016 год

2015

2016

«Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Распределенная генерация. Термины и определения»

Октябрь 2015 г.

1

«Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Распределенная генерация. Классификация»

Октябрь 2015 г.

2

«...Объекты распределенной генерации в электрических сетях высокого напряжения. Требования к разработке схем выдачи мощности»

Декабрь 2015 г.

3

«...Объекты распределенной генерации в электрических сетях высокого напряжения. Технические требования к тепловым генерирующим установкам»

Декабрь 2015 г.

4

Разработка
первой
редакции

*Доработка по результатам
обсуждения, рассмотрение в ТК 016,
утверждение и регистрация*



Работы Подкомитета ПК-5 запланированные на 2016 год

	<i>Предполагаемое название национального стандарта</i>	<i>Организация - инициатор предложения</i>
1	«Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Распределенная генерация. Объекты распределенной генерации в электрических сетях высокого напряжения. Технические требования к ветроэнергетическим установкам »	ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»
2	«Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Распределенная генерация. Объекты распределенной генерации в электрических сетях высокого напряжения. Технические требования к фотоэлектрическим установкам »	ЗАО «Техническая инспекция ЕЭС»
3	«Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Распределенная генерация. Оперативно-диспетчерское управление объектами распределенной генерации. Нормы и требования »	ОАО «СО ЕЭС»
4	«Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Распределенная генерация. Порядок ввода в эксплуатацию энергоустановок объектов распределенной генерации »	ОАО «СО ЕЭС»
5	«Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Распределенная генерация. Проведение технико-экономического обоснования необходимости сооружения и выбора площадок для размещения объектов распределенной генерации. Нормы и требования »	ОАО «СО ЕЭС»
6	Национальный стандарт на базе IEC 61702(1995) Системы фотоэлектрические насосные с непосредственной связью. Оценка номинальных характеристик.	Рекомендация ФГУП ВНИИНМАШ
7	Национальный стандарт на базе IEC/TS 62257-9-5(2013) Гибридные системы небольших размеров с возобновляемой энергией, предназначенные для сельской электрификации. Рекомендации. Часть 9-5. Встроенная система. Выбор комплектов осветительной аппаратуры для сельской электрификации.	Рекомендация ФГУП ВНИИНМАШ



Положения раздела 8 проекта ПТФ ЭЭС

(Системные требования к ЛЭП, оборудованию электрических станций и сетей и электроустановкам потребителей ЭЭ)

8.34. Ветроэнергетические установки должны обеспечивать возможность разгрузки по активной мощности до величины, определяемой субъектом оперативно-диспетчерского управления, со скоростью 10 процентов в минуту от номинальной мощности ВЭУ

- **ВЭУ должны обеспечить снижение мгновенной активной мощности при частоте, превышающей 50,2 Гц, с величиной статизма 5 процентов**
- **при возврате частоты к значению менее 50,05 Гц выходная активная мощность ВЭУ может быть снова увеличена. Регулирование частоты должно быть реализовано в децентрализованном порядке (на каждом отдельном генераторе)**
- **в диапазоне частот от 47,5 до 51,5 герц автоматическое отключение от электрической сети ВЭУ в результате отклонения частоты от 50 Гц не допускается.**

8.43.6. Мобильные (передвижные) газотурбинные установки должны применяться для работы без монтажа (непосредственно с платформы для транспортировки, без свайных работ и подготовки фундамента)

8.43.7. Мобильные (передвижные) газотурбинные установки должны обеспечивать возможность пуска при отсутствии возможности подачи напряжения на собственные нужды от сторонних источников

8.43.8. Мобильные (передвижные) газотурбинные установки должны обеспечивать длительную работу как на жидком, так и на газообразном топливе



Основные выводы

- В мире не существует общепринятых международных стандартов на подключение и эксплуатацию объектов РГ (стандарты разрабатываются и принимаются на национальном уровне с учетом особенностей энергосистем стран)
- На сегодняшний день в России отсутствуют НТД и НПА, регламентирующие технические требования к объектам РГ, с учетом их типологии, а также особенностей их подключения и функционирования в составе ЕЭС России
- Технические требования к установкам объектов РГ должны в первую очередь учитывать системные требования, обеспечивающие надежность функционирования ЭЭС в условиях возрастающего количества и мощности объектов РГ
- В большинстве стран разработка схемы выдачи мощности электростанции является необходимым предварительным условием для разработки и выдачи технических условий на подключение РГ (или является первым этапом, если за ТУ и проект отвечает одна организация)

Благодарю за внимание!

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

