



**Круглый стол НП «НТС ЕЭС»
«Стратегия устойчивого развития
электроэнергетики, низкоуглеродные
способы генерации, экология,
тарифное регулирование»**

СПОСОБЫ И СРЕДСТВА УВЕЛИЧЕНИЯ ДОЛИ ГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ ВИЭ В СТРУКТУРЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ В РОССИИ

Илюшин Павел Владимирович

д.т.н., руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и распределенной энергетики ФГБУН «Институт энергетических исследований РАН»

Санкт-Петербург, 27 апреля 2022 г.

Существующее положение и перспективные планы

2

В мире наблюдается интенсивный рост вводов ветровых (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций, превышающий объемы вводов генерирующих мощностей на традиционных электростанциях

По результатам проведения конкурентных отборов проектов ВИЭ до конца 2024 г. в России должны быть введены в эксплуатацию ВЭС и СЭС суммарной установленной мощностью **5,28 ГВт**

В составе объектов ВИЭ отсутствуют системы накопления электрической энергии (2 пилотных проекта – Бурзянская СЭС, АГЭУ в селе Менза Забайкальского края)

В рамках программы ДПМ ВИЭ 2.0 на 2025 – 2035 г.г., с объемом финансирования **≈ 360 млрд. руб.**, планируется дополнительно ввести **≈ 6,7 ГВт** объектов ВИЭ

Доля объектов ВИЭ в целом ряде энергосистем в структуре генерирующих мощностей может достигнуть к 2035 г. **15-30%**

Возникают проблемные вопросы, требующие решения, как при интеграции, так и функционировании генерации на основе ВИЭ в составе энергосистем и изолированных энергорайонов

Высокая неравномерность величины выработки электроэнергии объектами на основе ВИЭ

3

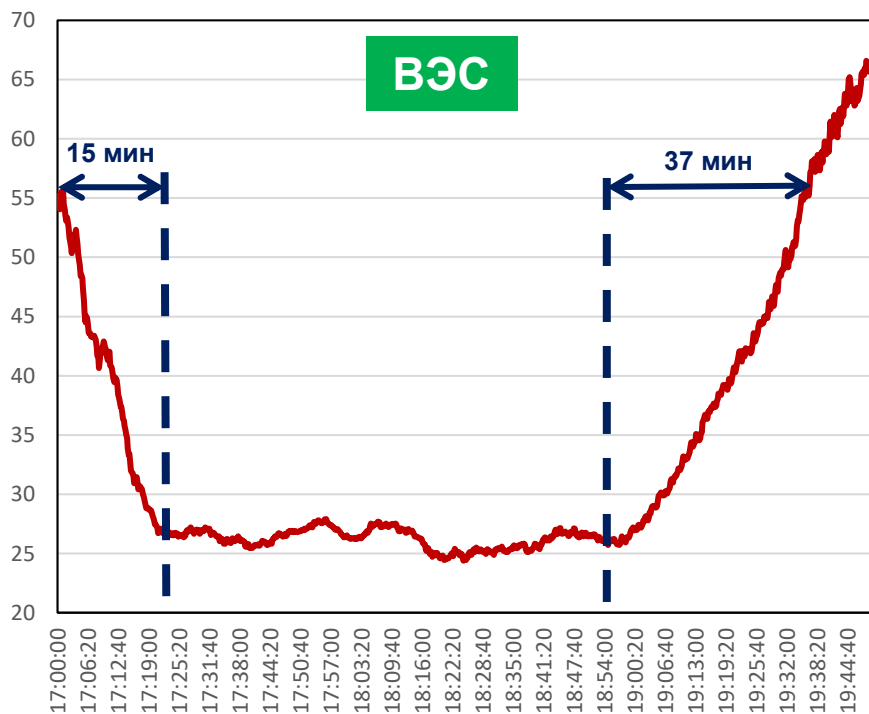


Рис. 1. Изменение выдаваемой мощности ВЭС может составлять до 50% за 15 мин.

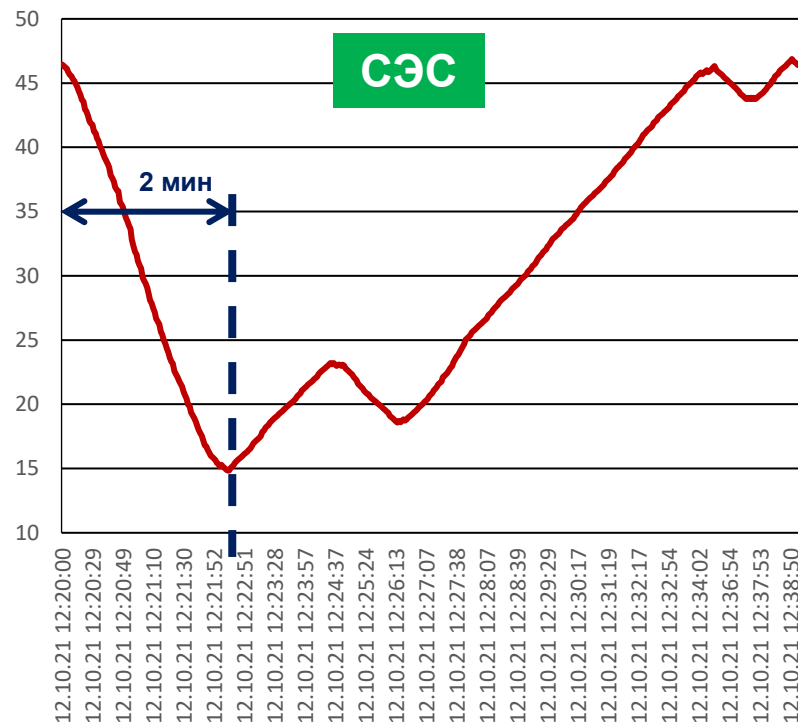


Рис. 2. Изменение выдаваемой мощности СЭС может составлять до 90% за 2 мин.

Нагрузка по сглаживанию неравномерности величины выработки электроэнергии ВИЭ на коротких временных интервалах полностью ложится на традиционные электростанции (ГЭС, ГАЭС, ТЭЦ) в условиях отсутствия систем накопления электроэнергии

Неучастие ВИЭ в общем первичном регулировании частоты при ее снижении

4

Основное назначение объектов ВИЭ – работа в энергосистеме, частота в которой практически не зависит от их работы: применяется система частотоведомого управления инверторами, обеспечивающая заданную генерацию активной мощности при текущем значении частоты

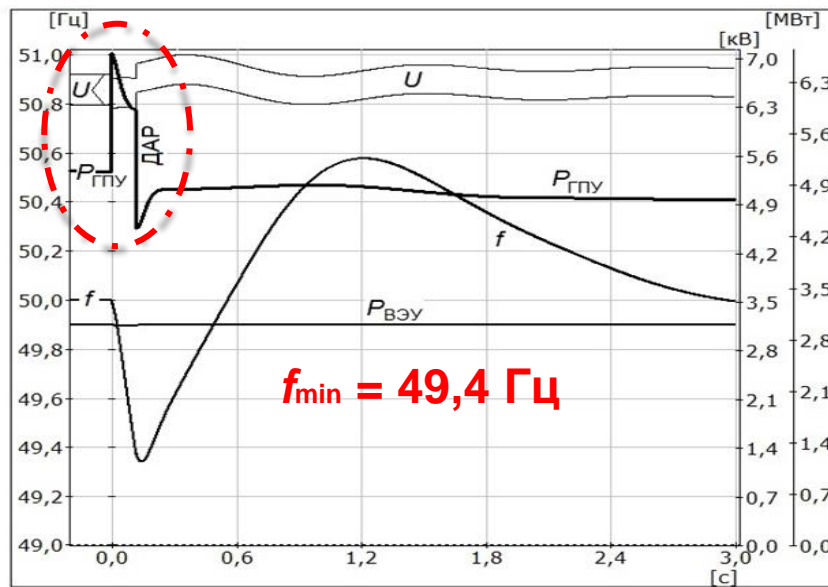
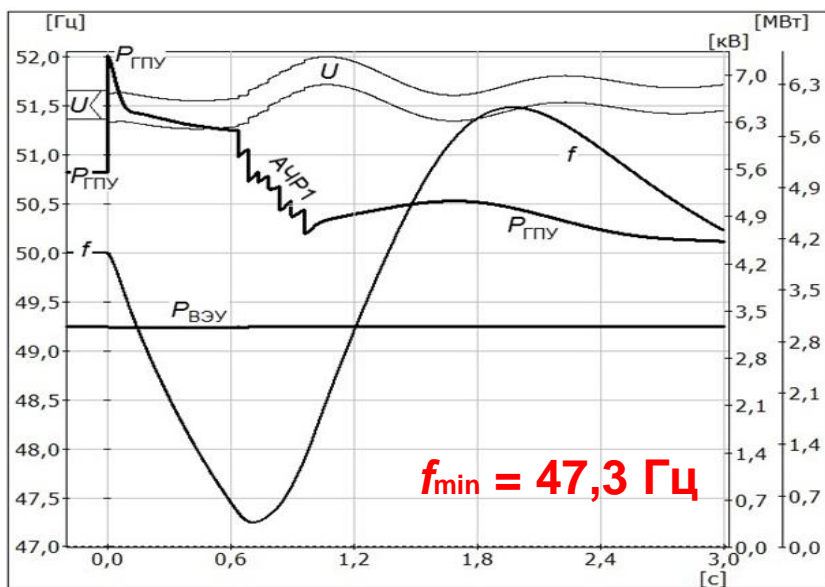


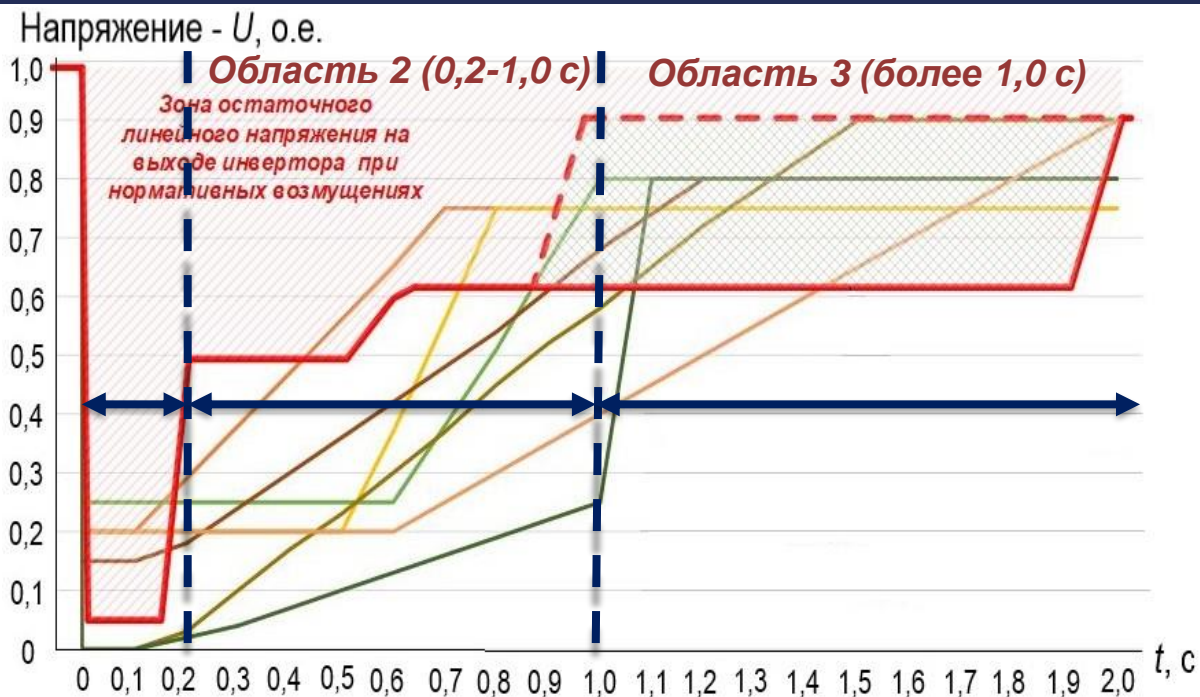
Рис. 1. Отключение 3-х ГПУ, в работе одна ГПУ и две ВЭУ, $f_{min} = 47,3$ Гц, срабатывает АЧР1, в объеме 3,1 МВт (29%)

Рис. 2. Отключение 3-х ГПУ, в работе одна ГПУ и две ВЭУ, $f_{min} = 49,4$ Гц, срабатывает ДАР в объеме 2,5 МВт (24%)

При отключении в процессе аварии последней из частотоведущих ГУ (значительный наброс нагрузки) системой автоматического управления будут отключены все частотоведомые инверторы на ВЭС и СЭС

Массовые отключения ВИЭ (настройки функции LVRT не соответствуют требованиям российских НТД)

5



Область 1 (0 – 0,2 с) – уровни $U_{ост}$ на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях ниже параметров настройки функции LVRT, что будет приводить к отключениям ВЭУ. При отключении крупных ВЭС возникают значительные дефициты мощности, что может спровоцировать **возникновение и развитие крупных системных аварий с массовым погашением потребителей**

Область 2 (0,2 – 1,0 с) характеризуется тем, что в ней в целом обеспечивается поддержание требуемых уровней $U_{ост}$ на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях

Область 3 (1 – 2,5 с) характеризуется тем, что при нормативном возмущении (ликвидации однофазного КЗ с длительностью более 1-1,5 с резервными защитами) ВЭУ могут быть отключены. При этом в отечественных распределительных сетях 110-220 кВ генерирующее оборудование должно продолжать устойчиво работать до 2,5 с (время срабатывания второй ступени резервных защит)

Проблемы с обеспечением чувствительности РЗ (минимальная подпитка токами КЗ мест повреждения)

6

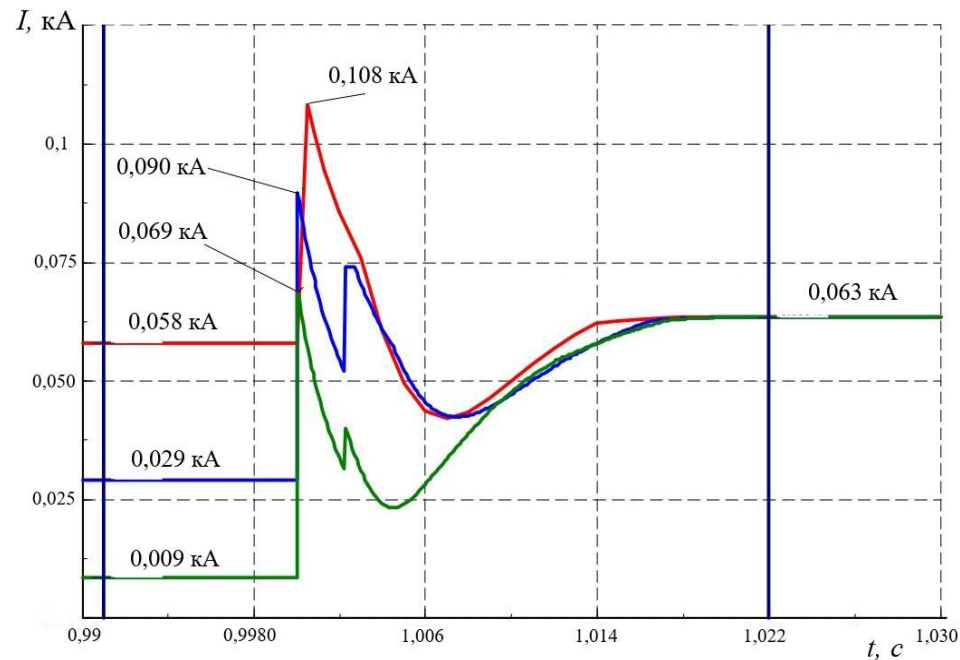


Рис. 1. Токи подпитки от ВЭУ при трехфазном КЗ в коллекторной сети 35 кВ, с учетом ЭМПП при различной скорости ветра

Исходный режим: загрузка ВЭУ при различной скорости ветра 7, 15 и 20 м/с. После 15 мс величина токов подпитки при трехфазном КЗ в коллекторной сети 35 кВ практически не зависит от скорости ветра и составляет около $1,1 I_{ном}$ ВЭУ

Параметры настройки МТЗ со стороны ВЭУ в коллекторной сети 35 кВ будут отвечать требованиям по селективности и чувствительности, если работает $\geq 85\%$ ВЭУ, т.е. не менее 5 ВЭУ

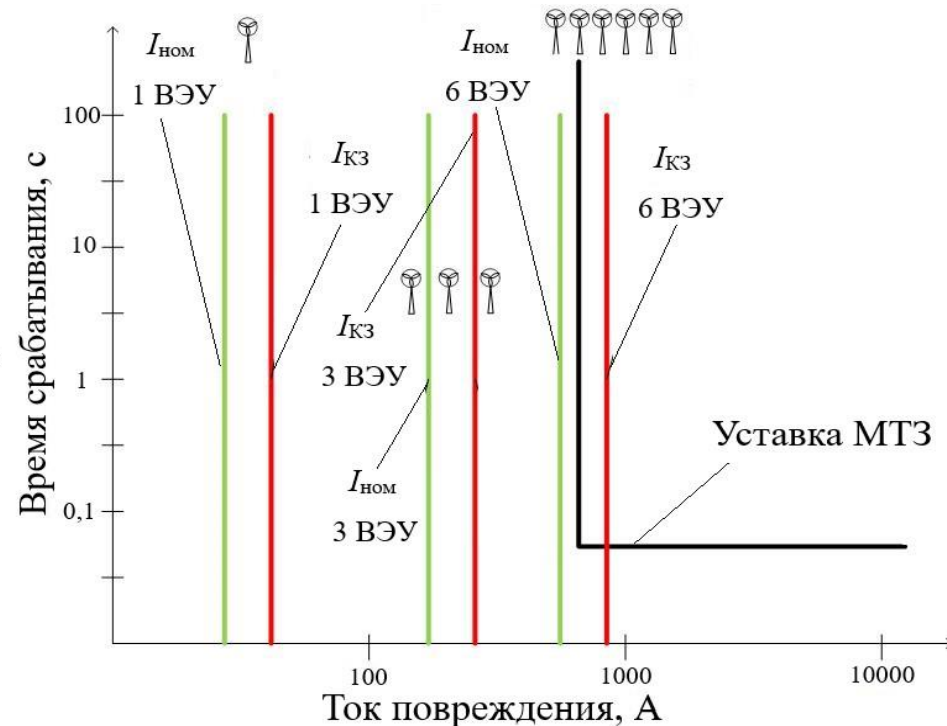
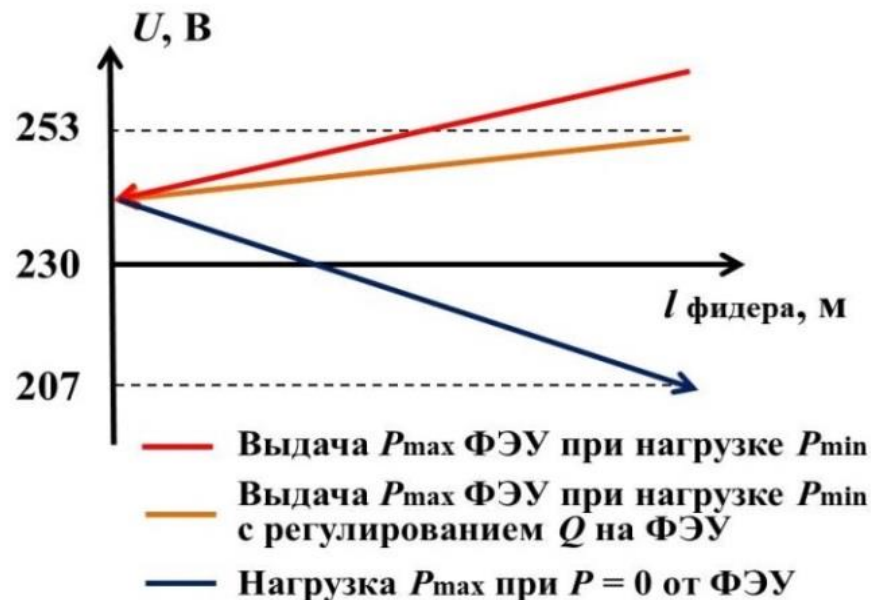
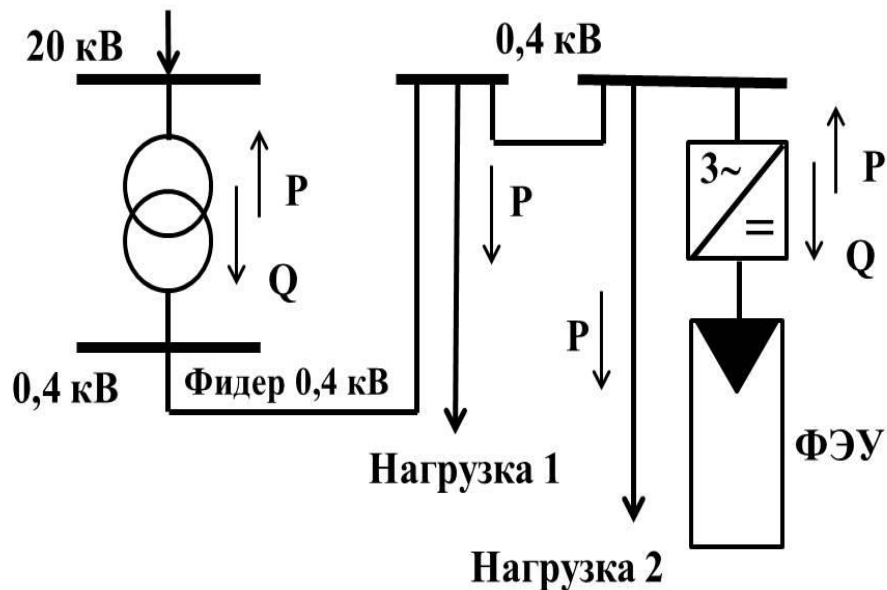


Рис. 2. Время-токовая диаграмма МТЗ с результатами расчетов токов КЗ для 3-х вариантов находящихся в работе ВЭУ

Повышение уровней напряжения в распределительных сетях 0,4-20 кВ

7

Перспективы массовой интеграции микрогенерации (до 15 кВт) на основе ВИЭ в распределительные сети 0,4 кВ потребуют введения дополнительных технических требований к ним и внедрения автоматики управления режимами

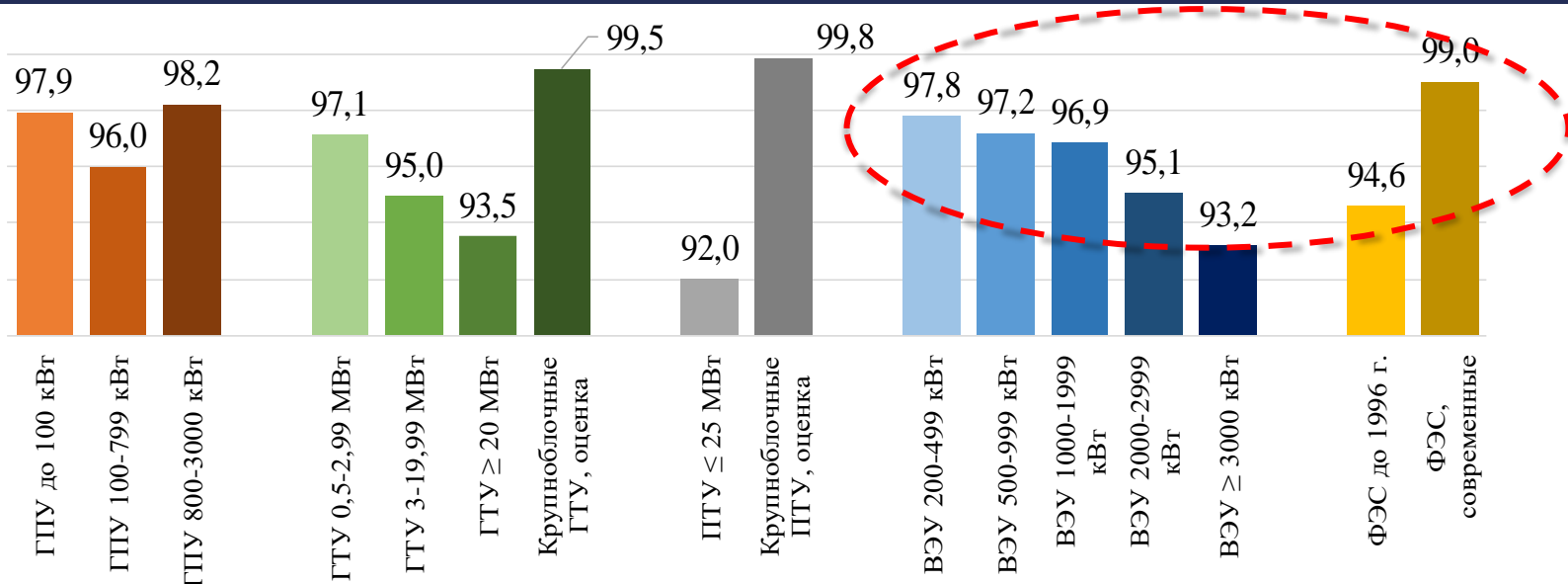


! Выработка избыточной по отношению к потребляемой активной мощности в сети 0,4 кВ, где величина активного сопротивления элементов превышает реактивное, приводит к повышению напряжения в точке подключения ФЭУ на более чем 10% от $U_{\text{ном}} = 230$ В

Сравнительные данные по надежности генерирующего оборудования на основе ВИЭ

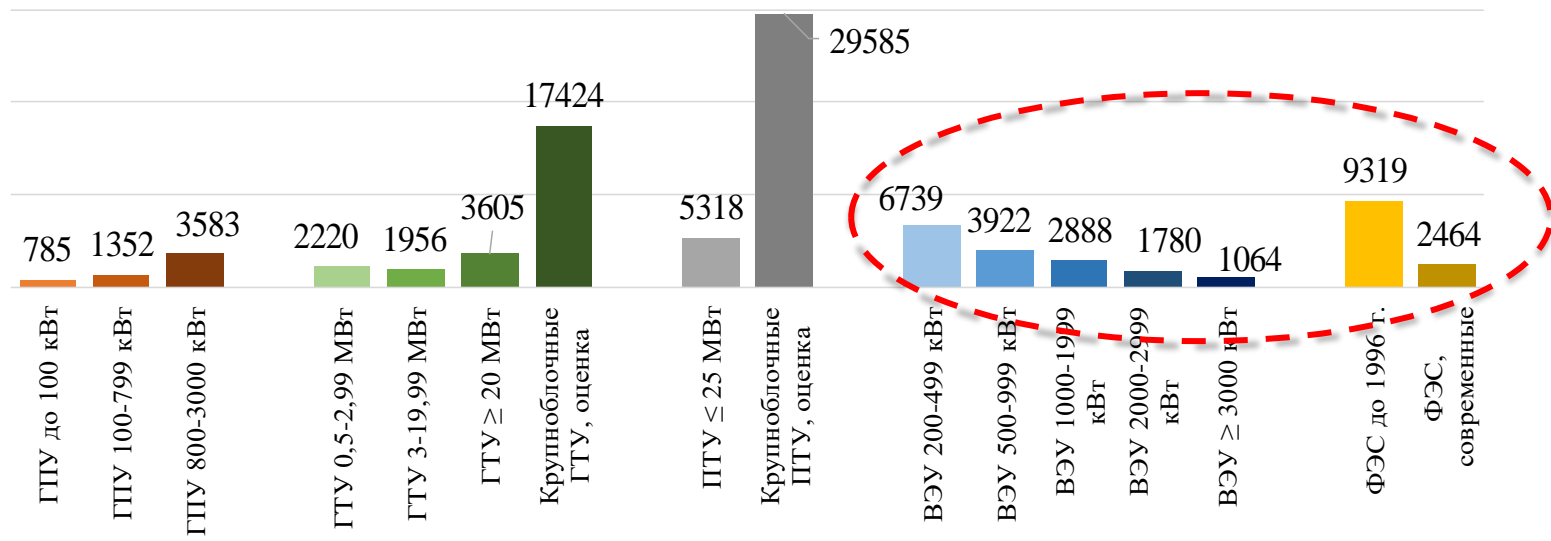
Коэффициент
ГОТОВНОСТИ, %

АФ



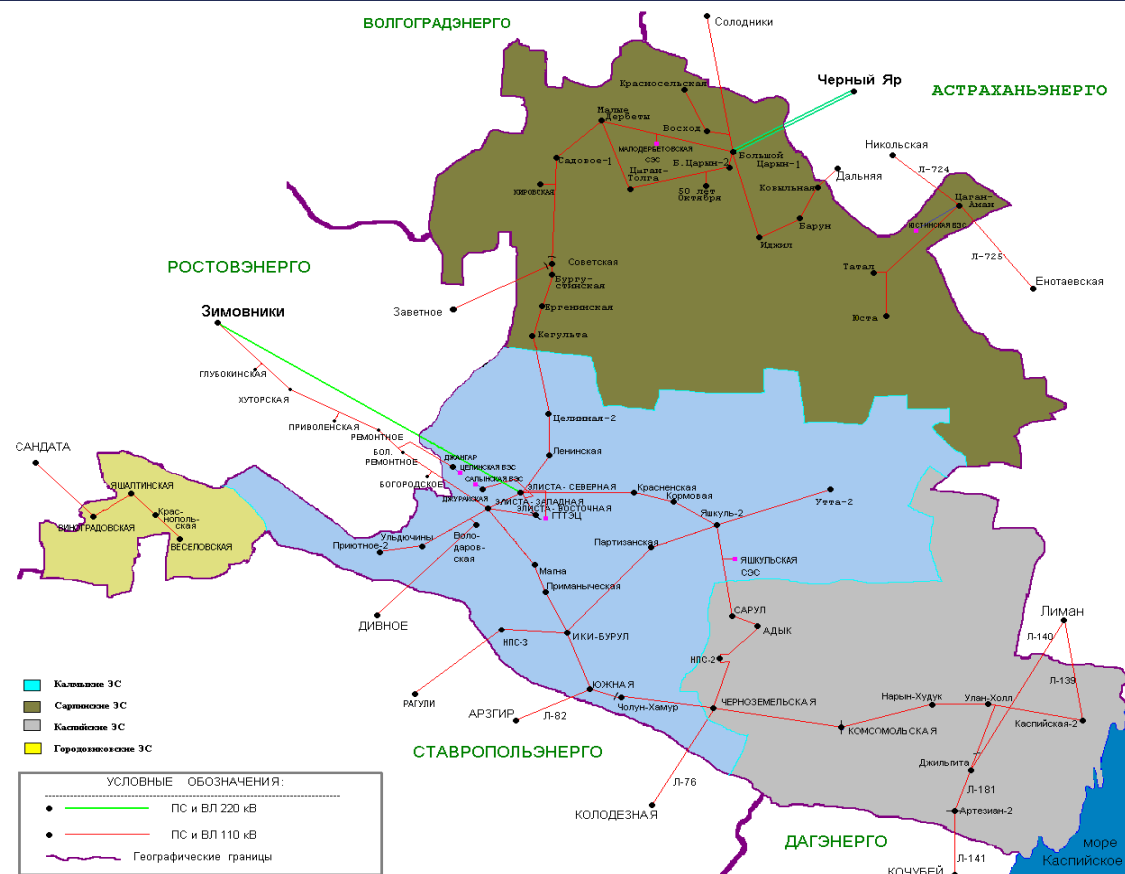
Среднее время между
вынужденными
отключениями, ч

MTBFO



Объемы вводов ВИЭ в Республике Калмыкия

9



По состоянию на 01.10.2021 г. к сетям филиала ПАО «Россети Юг»-«Калмэнерго» подключено **5 объектов ВИЭ** суммарной мощностью **335,1 МВт**:

- Малодербетовская СЭС – 60 МВт
- Яшкульская СЭС – 58,5 МВт
- Целинская ВЭС – 100,8 МВт
- Салынская ВЭС – 100,8 МВт
- Юстинская ВЭС – 15 МВт

Завершается строительство Аршанской СЭС – 115,6 МВт (первый пусковой комплекс - 78 МВт введен в эксплуатацию в конце 2021 г.); второй пусковой комплекс – 37,6 МВт будет введен в эксплуатацию во 2 кв. 2022 г.

ПОСЛЕДСТВИЯ: величина потерь (в % к отпуску в сеть) значительно превышает предельный уровень, установленный в ТБР, а затраты на покупку потерь ложатся в тариф на передачу электроэнергии, что ведет к росту цен за электроэнергию, отпускаемую конечным потребителям Республики Калмыкия

Собственное потребление в часы вечернего максимума 16.12.2020 составило 124 МВт

Этапы интеграции ВИЭ и их влияние на режимы работы энергосистем

10

Первый этап (3 – 5%)

Суммарная и единичные мощности ВИЭ в сравнении с суммарной мощностью генерирующих установок в энергосистемах значительно меньше, поэтому не оказывают существенного влияния на режимы ее работы, что позволяет свободно компенсировать стохастический характер выработки электроэнергии (в России вводятся крупные ВЭС и ветропарки суммарной мощностью до 210 (460) МВт)

Второй этап (5 – 15%)

Влияние ВИЭ становится заметным, но за счет обновления нормативно-технических документов в области управлению режимами энергосистем ВИЭ могут быть учтены без особых проблем. Может потребоваться внедрение систем прогнозирования выработки электроэнергии на крупных ВИЭ для планирования режимов и эффективной компенсации изменений регулируемыми электростанциями и управляемой нагрузкой

Третий этап (15 – 30%)

Значительное влияние ВИЭ на режимы работы энергосистем, распределительных сетей и других электростанций (запирание мощности, набросы нагрузки, перегрузки и др.). Особое значение приобретает гибкость энергосистемы – требуется более динамичное управление режимами в темпе процесса (САУ) на основе данных от систем краткосрочного и оперативного прогнозирования выработки ВИЭ

Четвертый этап (30% и более)

Возможны проблемы, связанные с устойчивостью энергосистемы, перегрузками и отключением генерирующего и электросетевого оборудования, нарушением электроснабжения потребителей даже при кратковременных возмущениях (штатная работа основных защит)

Первоочередные шаги при росте доли ВИЭ в структуре генерирующих мощностей

11

Интеграция объектов ВИЭ без корректного решения технических вопросов НЕИЗБЕЖНО БУДЕТ ПРИВОДИТЬ к повреждению оборудования и массовым нарушениям электроснабжения потребителей

- **Выбор площадок для объектов ВИЭ производить с учетом фактических возможностей распределительных сетей по их присоединению**
- **Определять допустимую мощность объектов ВИЭ в энергосистеме с учетом ограничения на перетоки мощности по сечению, маневренности ГУ, параметров СНЭЭ, объемов управляемого спроса**
- **Разработать и ввести обязательные технические требования к ВИЭ с учетом технологий и установленной мощности**
- **Осуществлять строительство ВИЭ совместно с СНЭЭ для привлечения к управлению нормальными и послеаварийными режимами энергосистем**
- **Внедрять в обязательном порядке системы краткосрочного и оперативного прогнозирования выработки ЭЭ на крупных объектах ВИЭ**
- **Требуется дальнейшее развитие системы управления спросом на электроэнергию через механизмы ОРЭМ, в т.ч. Агрегаторов спроса**
- **Эффективна интеграция ВИЭ в локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС) потребителей – коммунальные/промышленные**

Пример регламентации технических требований к СЭС и ВЭС в Дании

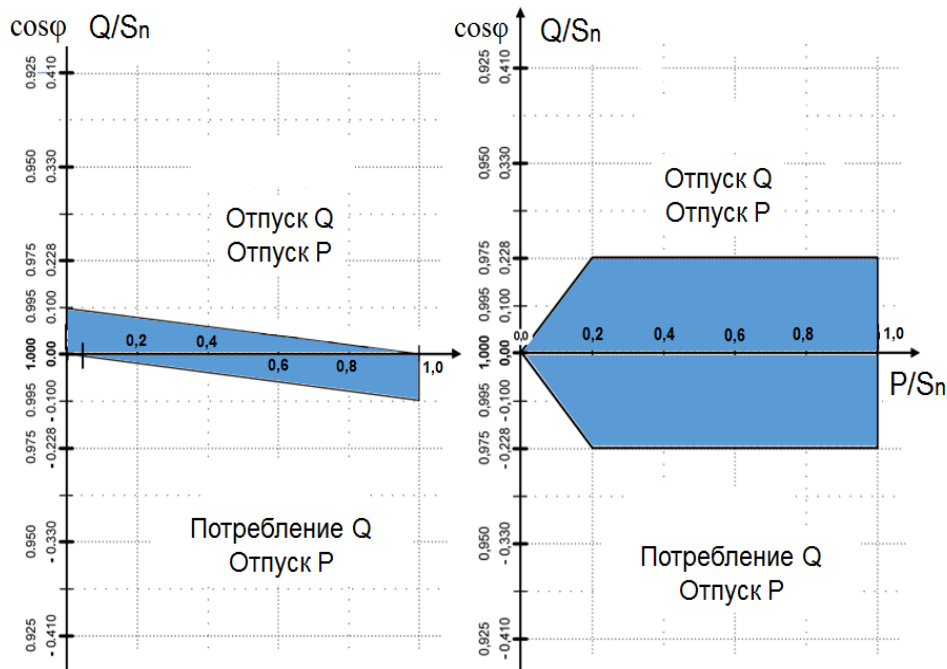


Рис. 1. Требования по предоставлению диапазона реактивной мощности ВЭС: а) 50 кВт – 1,5 МВт; б) 1,5 МВт – 25 МВт

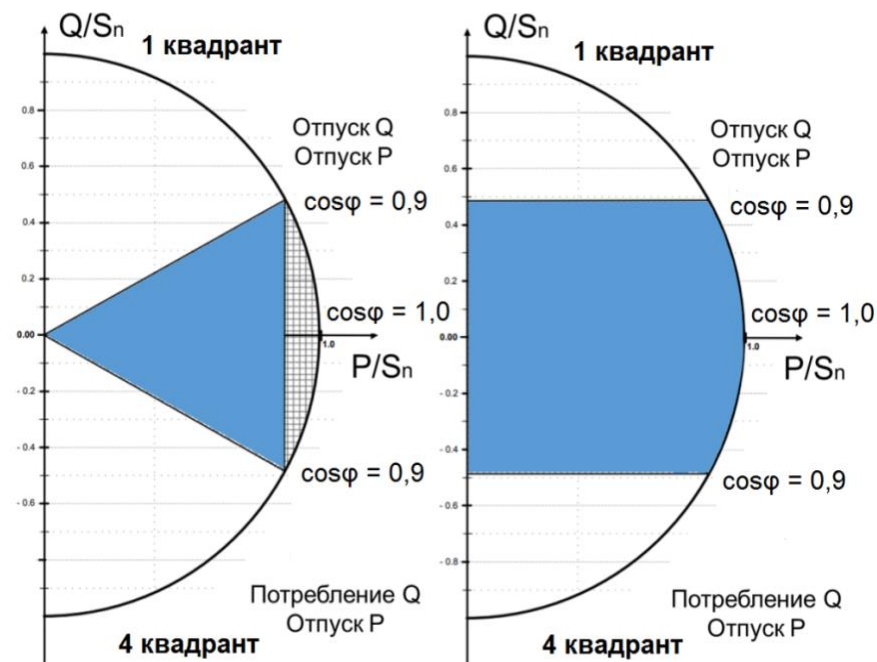


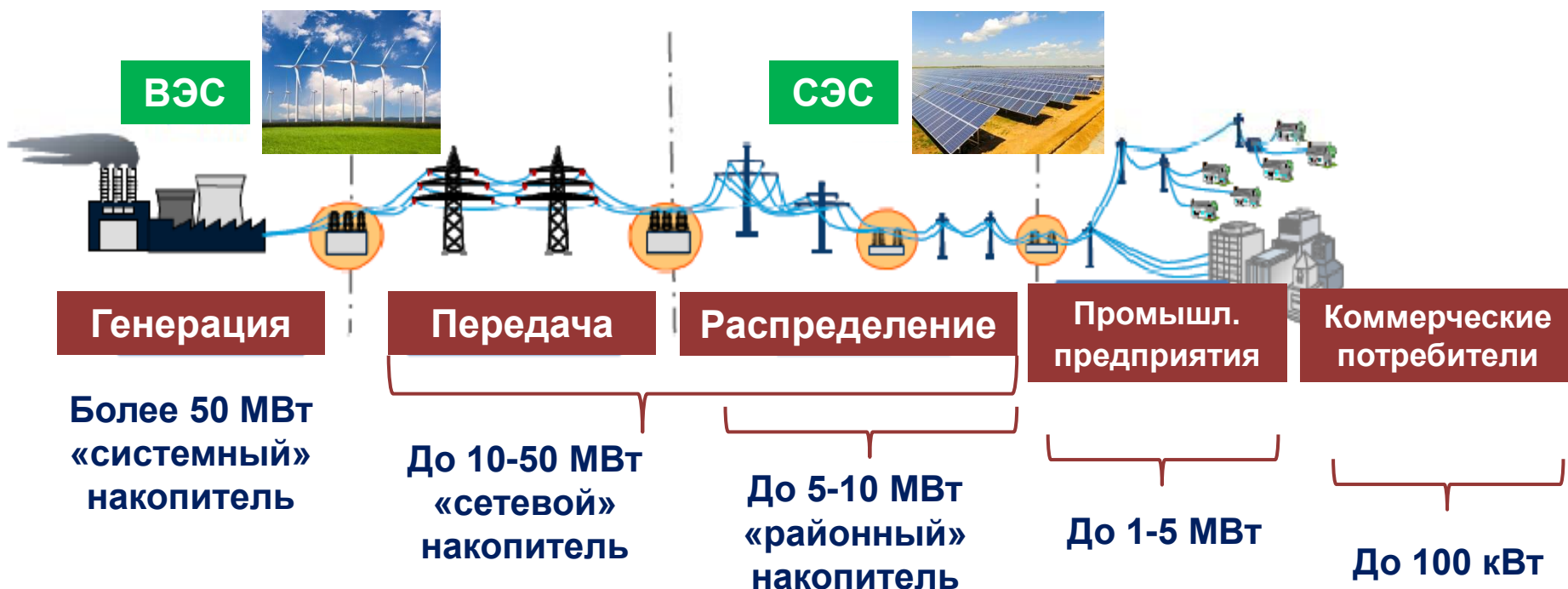
Рис. 2. Требования по предоставлению диапазона реактивной мощности СЭС: а) 50 кВт – 1,5 МВт; б) 1,5 МВт – 25 МВт

Требования системных кодексов в отношении участия ГУ объектов РГ в регулировании напряжения обусловлены необходимостью решения проблемы повышения напряжения в точках подключения объектов ВИЭ к сетям низкого и среднего напряжения (чем больше установленная мощность, тем более широкий диапазон регулирования должен предоставляться)

Эффективное применение СНЭЭ для управления режимами энергосистем

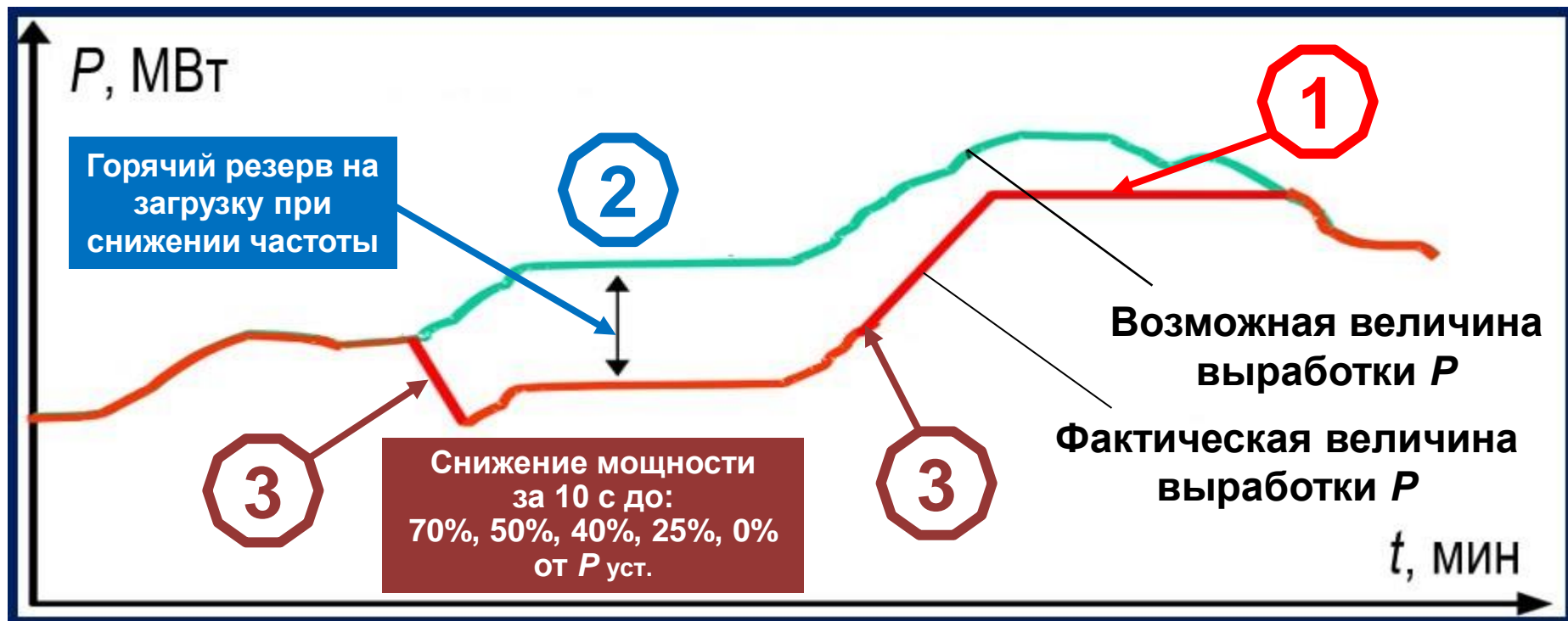
13

- Улучшение маневренных характеристик электростанций с целью расширения возможностей управления режимами энергосистем
- Увеличение горячего резерва мощности для покрытия пиковых нагрузок
- Частичное покрытие стохастичности выработки электроэнергии ВИЭ
- Выравнивание графика нагрузки и демпфирование колебаний мощности потребителей электроэнергии с резкопеременной нагрузкой
- Минимизация платежей за потребленную электроэнергию и мощность



Введение требований по наличию резервов мощности на объектах ВИЭ для управления режимами

14



1. Абсолютное ограничение выдаваемой мощности – фиксация отпускаемой с шин станции мощности на заданном значении (для СЭС и ВЭС от 1,5 МВт)
2. Относительное ограничение выдаваемой мощности (гарантированный резерв) – ограничение отпускаемой с шин станции активной мощности, с постоянно заданным значением, относительно максимально возможной (СЭС от 1,5 МВт, ВЭС от 25 МВт)
3. Ограничение скорости изменения активной мощности – максимальной скорости изменения мощности при изменении солнечной радиации / скорости ветра (СЭС и ВЭС от 1,5 МВт)

Внедрение систем оперативного и краткосрочного прогнозирования выработки ВИЭ

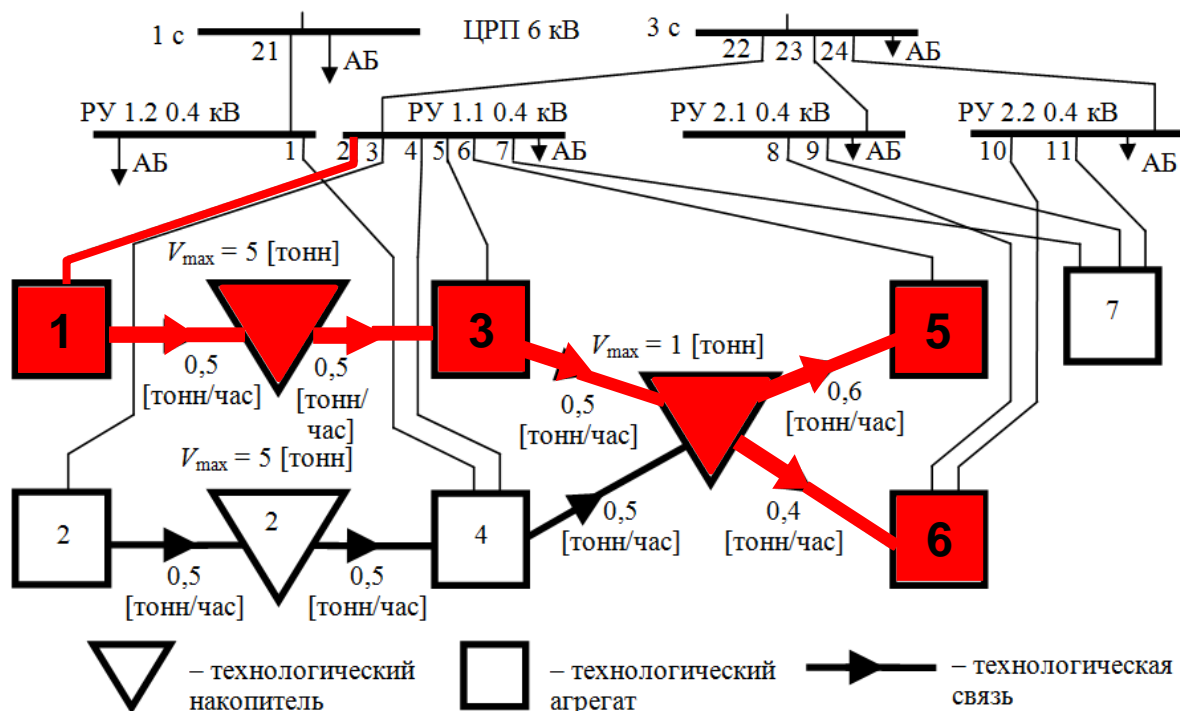
15



Развитие системы Управления спросом на электроэнергию (Агрегаторов спроса)

16

Управление спросом – изменение потребления электроэнергии и мощности конечными потребителями относительно их нормального профиля нагрузки в связи с изменением цен на электроэнергию для сокращения общесистемных затрат в обмен на стимулирующие выплаты от ОРЭМ



В мире в управлении спросом задействовано 2–6% от пиковой нагрузки (США – 13,9 ГВт, Южная Корея – 3,2 ГВт, Канада – 0,7 ГВт, Великобритания – 0,5 ГВт), что позволяет уменьшить потребителям платежи за электроэнергию на 0,6-1,7%

Механизм ценозависимого снижения потребления действует в России с 2017 г. и по экспертным оценкам его потенциал в ЕЭС России может составить около 13 ГВт: 6–10 ГВт в первой ЦЗ и 2–3 ГВт во второй ЦЗ

Интеграция ВИЭ в потребительские локальные интеллектуальные энергосистемы (ЛИЭС)

17

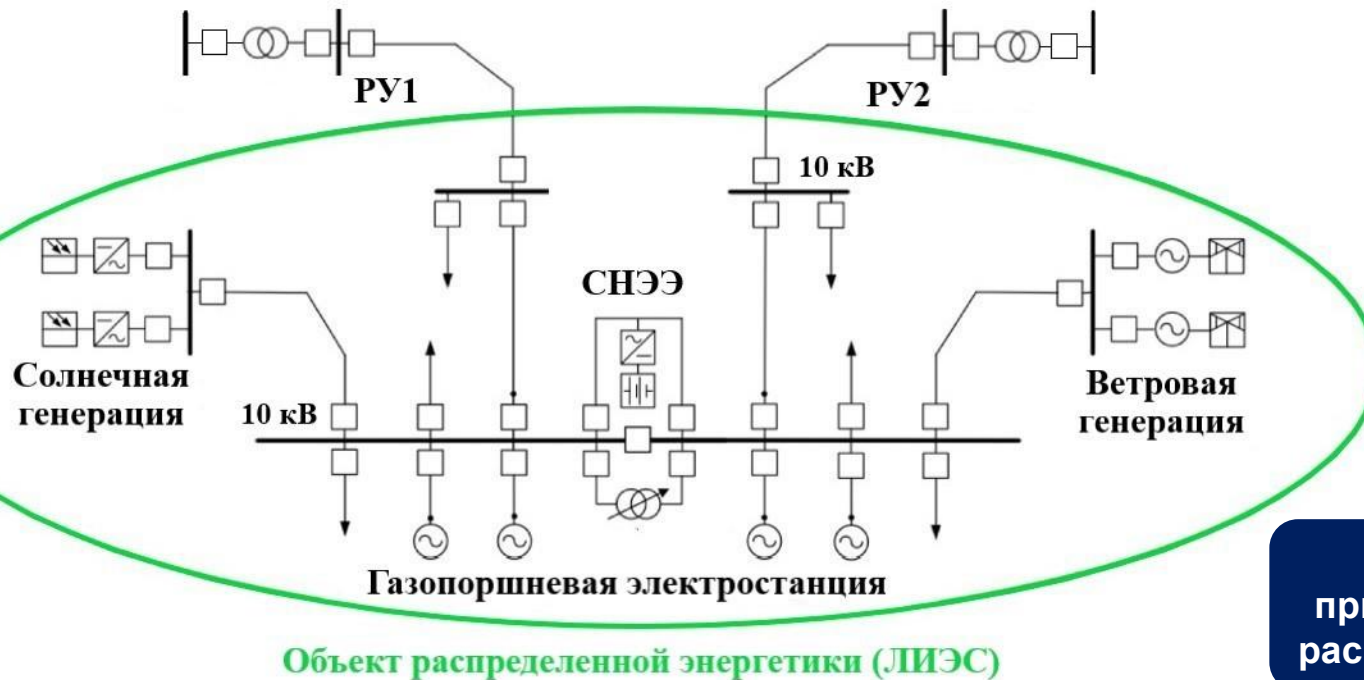


Рис. 1. Схема присоединение ЛИЭС к распределительной сети

- Компенсация нестационарности выработки объектов ВИЭ
- Наличие частото ведущего генератора в островном режиме
- Поддержание показателей качества электроэнергии

- Минимизация удельного расхода углеводородного топлива (экология)
- Минимизация мощности и энергоемкости СНЭЭ
- Оптимальность управления режимом в ЛИЭС

Минимальное негативное влияние на оборудование распределительных сетей и режимы работы энергосистем

Перспективные шаги при увеличении доли объектов ВИЭ

18

- **Планирование размещения объектов ВИЭ в программе территориального развития региона – физическое рассредоточение (перераспределение выработки при изменениях погодных условий – меньшие отклонения величины планируемой мощности)**
- **Массовое восстановление мини-ГЭС на территории России для участия в компенсации нестационарности выработки ВЭС и СЭС**
- **Развитие/реконструкция электросетевых объектов в перспективных местах размещения объектов ВИЭ для их присоединения**
- **Изменение требований к проектированию распределительных сетей (принципы построения и резервирования)**
- **Планирование строительства/реконструкции ТЭС с применением пиковых высокоманевренных газотурбинных ГУ для участия в нормированном первичном регулировании частоты**
- **Внедрение систем автоматического расчета и изменения уставок устройств РЗА в темпе процесса с применением устройств РЗА, поддерживающих данную технологию**
- **Реализация пилотных проектов внедрения систем автоматического управления режимами распределительных сетей**

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

19

■ Массовая интеграция ВИЭ большой единичной мощности в энергосистемы приводит к возникновению проблемных вопросов, которые следует решать последовательно и комплексно

■ Требуется реализация первоочередных шагов, которые позволили бы наиболее корректно интегрировать ВИЭ в распределительные сети, не допуская повреждений электросетевого оборудования и аварий с массовым нарушением электроснабжения потребителей

■ Необходима реализация перспективных шагов для обеспечения беспрепятственной интеграции ВИЭ и возможности управления электрическими режимами в энергосистемах при росте доли ВИЭ

■ Требуется разработка технических требований к ВИЭ, методических рекомендаций по проектированию распределительных сетей с ВИЭ, выбору алгоритмов работы и параметров настройки инверторов и др.

■ Необходима разработка типовых технических решений для интеграции ВИЭ в локальные интеллектуальные энергосистемы на базе отечественных наилучших доступных технологий

■ Требуется корректировка способов и средств управления режимами в распределительных сетях с реализацией пилотных проектов внедрения автоматики управления режимами в сетях среднего напряжения



БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ !

Илюшин Павел Владимирович
ilyushin.pv@mail.ru