



**ИНТЕР РАО  
ИНЖИНИРИНГ**

**RTSoft**

Группа компаний «РТСофт»

**ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОЗМОЖНОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ  
ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В ЦЕЛЯХ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС АО «ИНТЕР РАО – ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ»,  
РАЗМЕЩАЕМОГО В ОСТРОВНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ (НА ПРИМЕРЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ  
КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ)**

Шубин Н.Г., ООО «РТСофт-Смарт Грид», к.т.н., Непша Ф.С., ООО «РТСофт-Смарт Грид», к.т.н.,  
Астанин А.А., ООО "Интер РАО Инжиниринг", Давыдов А.В., ООО "Интер РАО Инжиниринг", к.т.н.

Москва, 2025



# СОДЕРЖАНИЕ

- Актуальность темы, цель и задачи работы
- Анализ мирового опыта и формирование требований к РСНЭЭ
- Определение характеристик и моделирование режимов работы РСНЭЭ
- Технико-экономическое обоснование применения РСНЭЭ
- Заключение



# **АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ, ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАБОТЫ**

**Характеристика Калининградской энергосистемы**

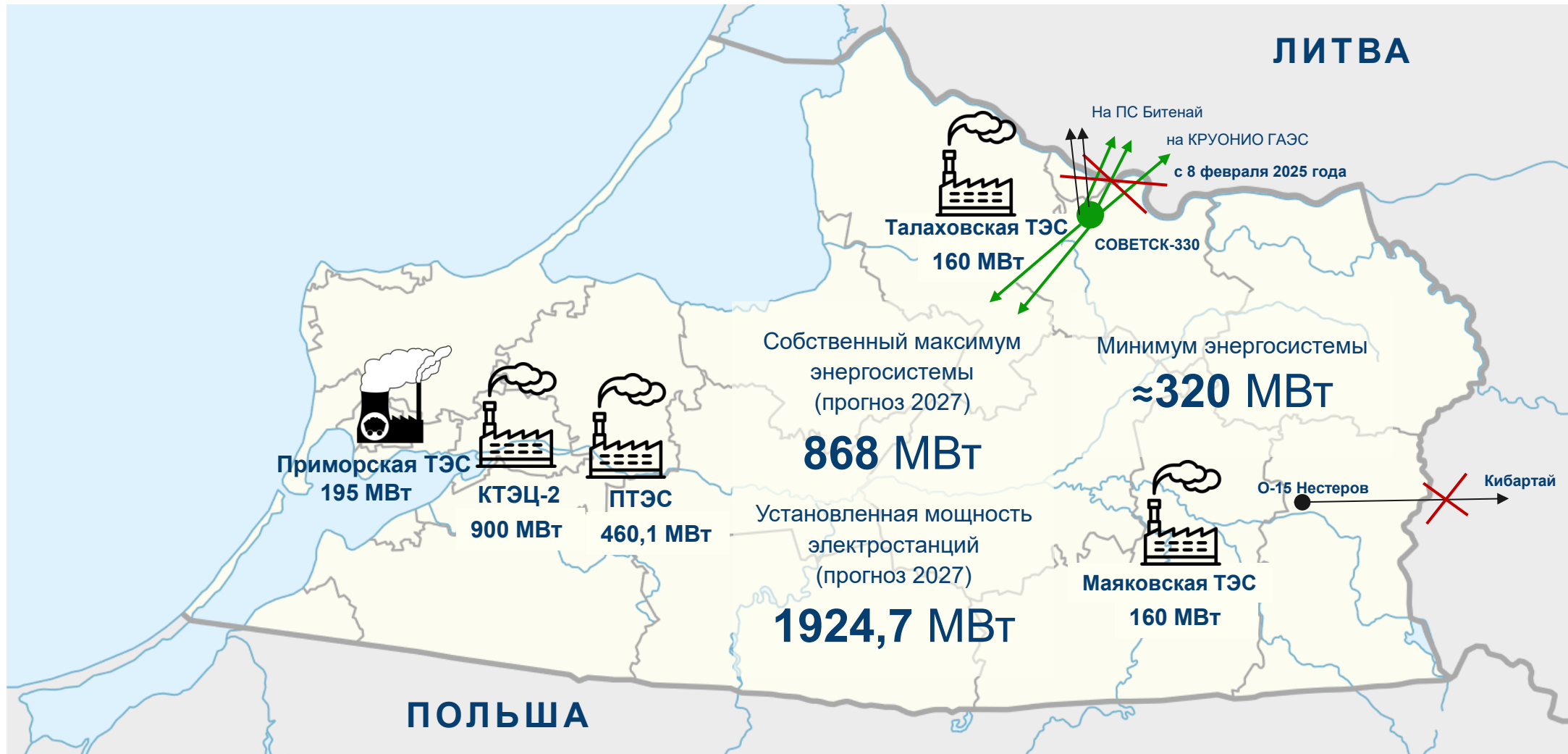
**Характеристика объектов генерации АО «Интер РАО  
– Электрогенерация»**

**Особенности Калининградской энергосистемы**

**Наработка ГТУ (ПГУ)**

**Цели и задачи работы**

# ХАРАКТЕРИСТИКА КАЛИНИНГРАДСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

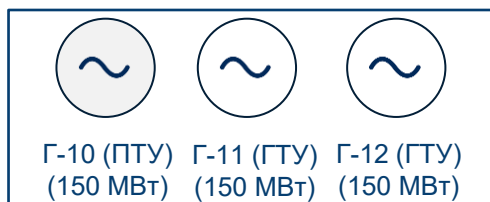


Не отмечены: Гусевская ТЭЦ (8,5 МВт), Ушаковская ВЭС (5 МВт), ТЭЦ-10 (24 МВт), Заозерная МГЭС (0,5 МВт), Правдинская ГЭС-3 (1,1 МВт)

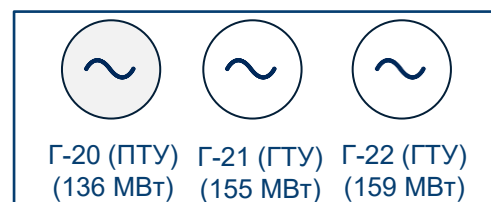
# ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ<sup>1</sup>



**Калининградская ТЭЦ-2**



Дубль-блок 1 (2ГТЭ-160+2КУ+1ПТУ)



Дубль-блок 2 (2ГТЭ-160+2КУ+1ПТУ)

Тариф на  
мощность  
**500**  
тыс. руб/МВт·мес

Тариф на  
эл.энергию  
**1 200**  
руб/МВт·ч



**Прегольская ТЭС**



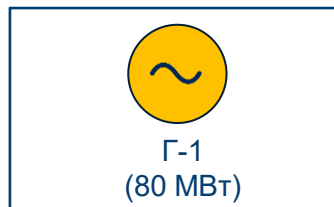
Блоки 1-4 (ГТУ+КУ+ПТУ)

**1 800**  
тыс. руб/МВт·мес

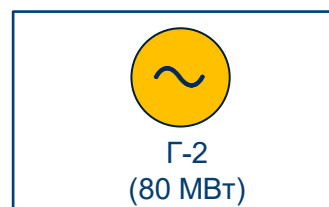
**1 300**  
руб/МВт·ч



**Талаховская ТЭС/  
Маяковская ТЭС**



Блок 1



Блок 2

**1 800**  
тыс. руб/МВт·мес

**1 700**  
руб/МВт·ч



**Приморская ТЭС**



Блок 1



Блок 2



Блок 3

**5 000**  
тыс. руб/МВт·мес

**3 200**  
руб/МВт·ч

# ОСОБЕННОСТИ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ (ЭСКАО)

- с 8 февраля 2025 года Калининградская энергосистема работает в изолированном режиме
- требования к управлению Калининградской энергосистеме - необходимо:
  - поддерживать во включенном состоянии энергооборудование, способное обеспечить плановый профиль потребления; быстрое и точное управление мощностью в целях регулирования частоты;
  - ограничить максимальное *единичное* значение мощности на энергоблоках величиной порядка 35% от полного потребления энергосистемы, для обеспечения надежной работы энергосистемы в случае их аварийного отключения (определяется уровнем нагрузки, заведенной под действие противоаварийной автоматики (ПА));
  - обеспечивать нормативные уровни резервов вторичного и третичного регулирования (РВР, РТР), необходимые для осуществления регулирования частоты в условиях нерегулярных колебаний потребления и динамической погрешности регулирования баланса мощности (30 – 70 МВт), погрешности прогнозирования нагрузки (1,8%) и вероятной аварийной потери наибольшего включенного энергоблока (225 МВт);
  - обеспечить активное участие генерирующего оборудования в регулировании частоты, напряжения и других параметров электрического режима,
  - поддерживать готовность ПА для обеспечения устойчивой работы.
- ускорение наработки часов горения на ГТУ–80 Маяковкой и Талаховской ТЭС (ООО «РГТ»), связанное с необходимостью поддержки резервов вторичного и третичного регулирования. При этом для технического обслуживания требуются комплектующие и компоненты под санкциями.

# НАРАБОТКА ГТУ (ПГУ) КАЛИНИНГРАДСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Наименование станции	Генератор	Дата ввода в эксплуатацию / начала отсчёта ресурса	Текущая наработка, ч на 01.01.2024
Калининградская ТЭЦ-2	Блок 1	28.10.2005	140 866
	Блок 2	21.12.2010	102 176
Прегольская ТЭС	Блок 1	19.09.2018	19 722
	Блок 2	22.10.2018	24 246
	Блок 3	29.11.2018	20 130
	Блок 4	06.03.2019	21 256
Маяковская ТЭС	Блок 1	26.12.2017	5 754
	Блок 2	27.01.2018	6 659
Талаховская ТЭС	Блок 1	26.12.2017	13 743
	Блок 2	26.01.2018	14 663
Приморская ТЭС	Блок 1	01.12.2020	2 142
	Блок 2	01.12.2020	1 495
	Блок 3	01.12.2020	1 228



Одним из вариантов продления срока службы ГТУ-80 является:


**Внедрение распределенной системы накопления электрической энергии (РСНЭЭ)**

# ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ РАБОТЫ

**Цель работы** – исследование вариантов использования распределенной системы накопления электрической энергии (РСНЭЭ) промышленных масштабов в Калининградской энергосистеме для:

- увеличения продолжительности эксплуатационной стадии жизненного цикла ГТУ Маяковской и Талаховской ТЭС за счет увеличения промежутков времени между ТО за счет снижения "часов горения" на них путем переноса необходимого энергосистеме вращающегося резерва мощности на РСНЭЭ;
- снижения количества включений/отключений ГТУ;
- снижения расхода топлива в ЭЭС за счет переноса нагрузки генерации с ГТУ на более экономичные ПГУ;
- повышения надежности функционирования энергосистемы за счет привлечения РСНЭЭ к процессам автоматического регулирования частоты и управления объемами РВР и РТР;
- резервирования питания особо ответственных потребителей электрической энергии ТЭС.





# АНАЛИЗ МИРОВОГО ОПЫТА И ФОРМИРОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К РСНЭЭ

Анализ применения крупномасштабных СНЭЭ в энергосистемах

Требования к РСНЭЭ в Калининградской энергосистеме

Задачи и функции РСНЭЭ и САУ РСНЭЭ

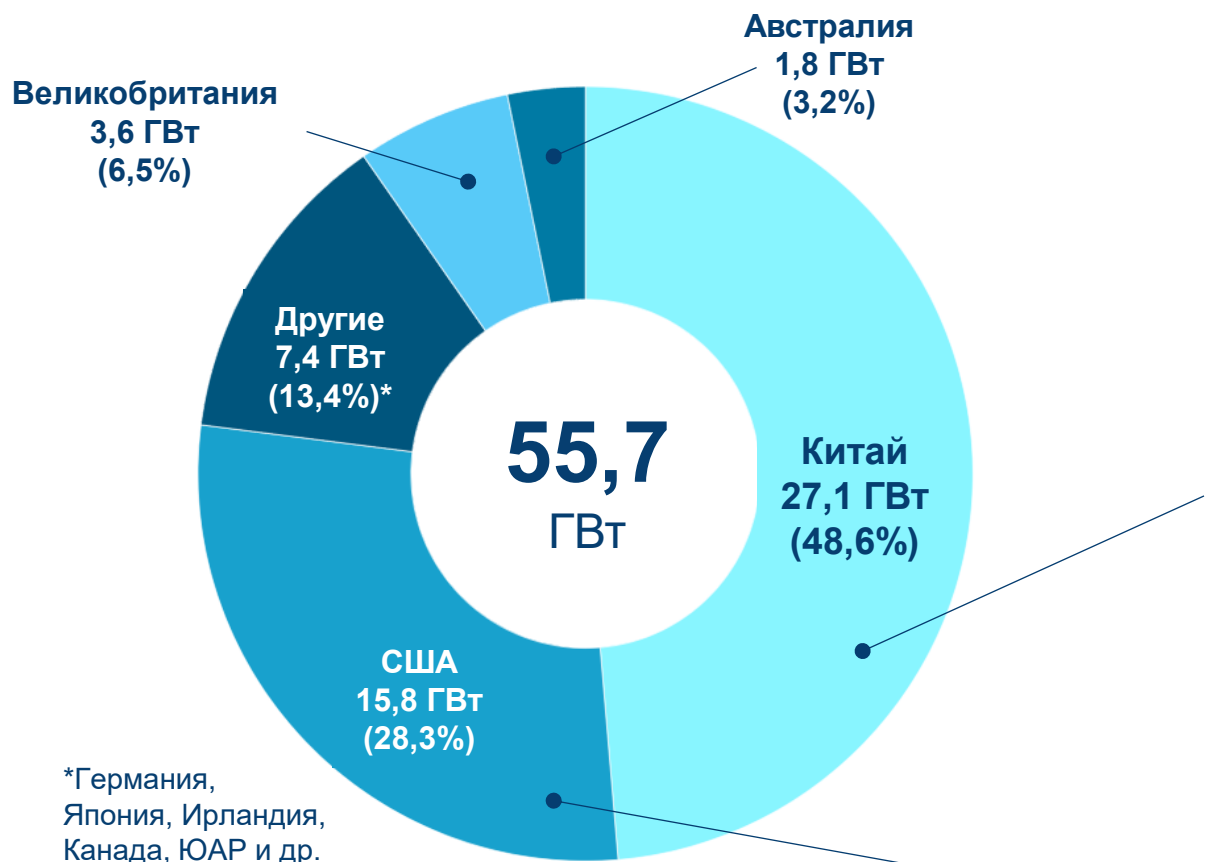
Качественное сравнение СНЭЭ

Анализ отечественных производителей

Патентные исследования

Предварительное определение точек подключения СНЭЭ

# АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ КРУПНОМАСШТАБНЫХ СНЭЭ



## Крупнейшие СНЭЭ:

На сжатом воздухе (Провинция Хубей)<sup>2</sup>

300 МВт / 1500 МВт·ч

Маховиковая СНЭЭ (Провинция Шаньси)<sup>2</sup>

30 МВт

Натрий-ионная СНЭЭ (Провинция Хубей)<sup>2</sup>

100 МВт / 200 МВт·ч

Проточная СНЭЭ (Провинция Хубей)<sup>3</sup>

175 МВт / 700 МВт·ч

Гравитационная СНЭЭ (Провинция Жудун)<sup>4</sup>

25 МВт / 100 МВт·ч

Литий-ионная СНЭЭ (Калифорния)<sup>5</sup>

864 МВт / 3 287 МВт·ч (в тандеме с ФЭС)

<sup>1</sup>[https://www.energyinst.org/\\_data/assets/pdf\\_file/0006/1542714/684\\_EI\\_Stat\\_Review\\_V16\\_DIGITAL.pdf](https://www.energyinst.org/_data/assets/pdf_file/0006/1542714/684_EI_Stat_Review_V16_DIGITAL.pdf)

<sup>2</sup><https://www.ess-news.com/2025/01/23/chinas-new-energy-storage-capacity-surges-to-74-gw-168-gwh-in-2024-up-130-yoy/>

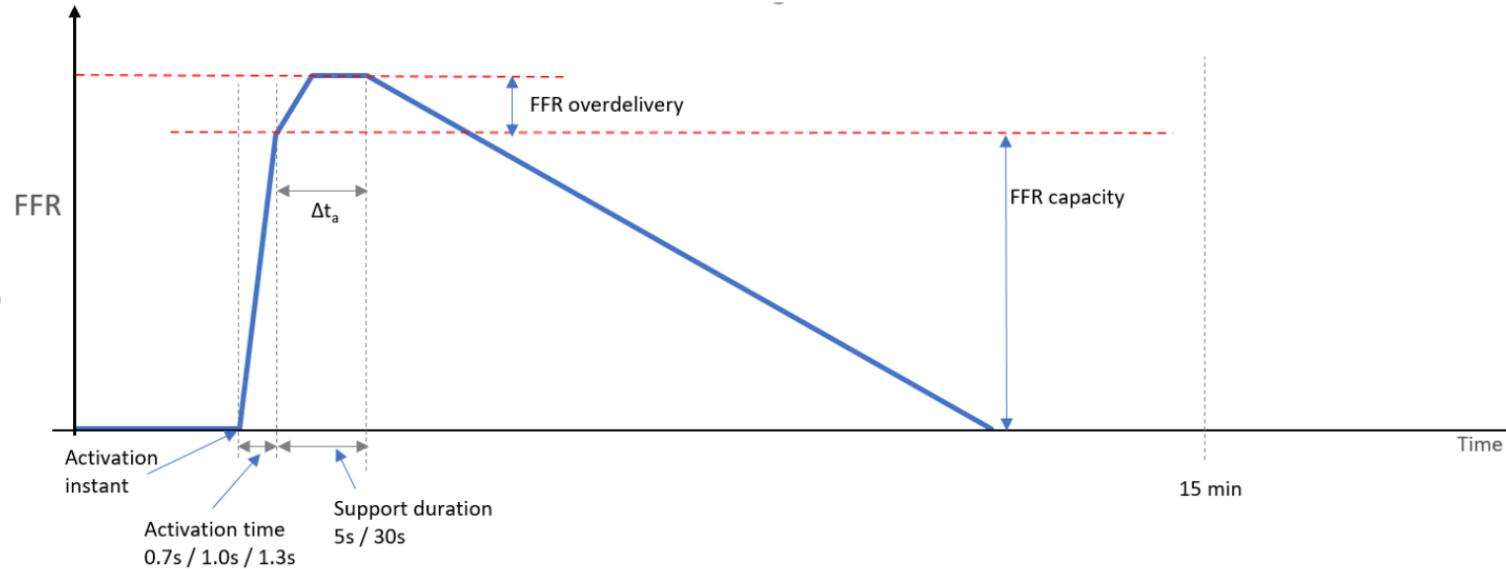
<sup>3</sup><https://www.energy-storage.news/rongke-power-completes-grid-forming-175mw-700mwh-vanadium-flow-battery-in-china-worlds-largest/>

<sup>4</sup><https://www.energy-storage.news/energy-vault-china-project-commissioned-new-aus-bess-order-but-big-revenue-drop-in-2024/>

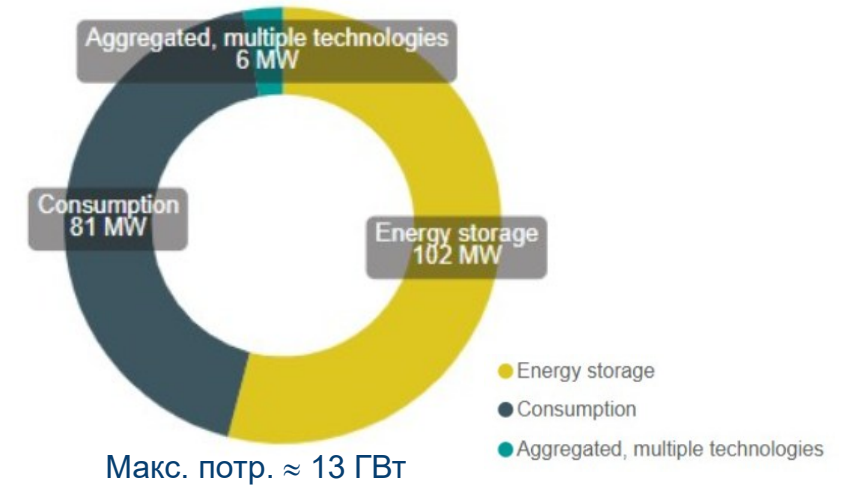
<sup>5</sup><https://www.energy-storage.news/edwards-sanborn-california-solar-storage-project-world-largest-bess-battery-system-fully-online/>

# ПРИМЕНЕНИЕ СНЭЭ (ОПЫТ СТРАН СЕВЕРНОЙ ЕВРОПЫ)

Требования к FFR в странах Северной Европы (ENTSO-E)<sup>1</sup>

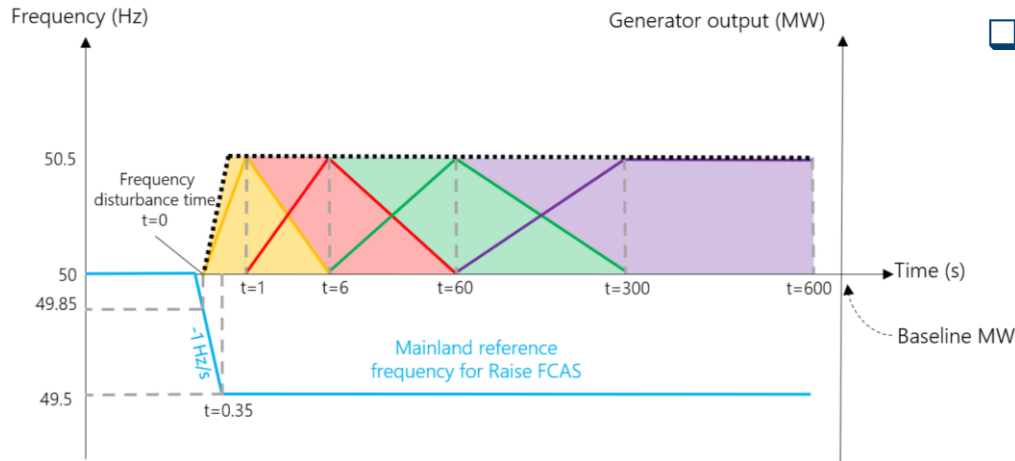


Сертифицированный объем FFR 29.01.2025 (Fingrid)<sup>2</sup>

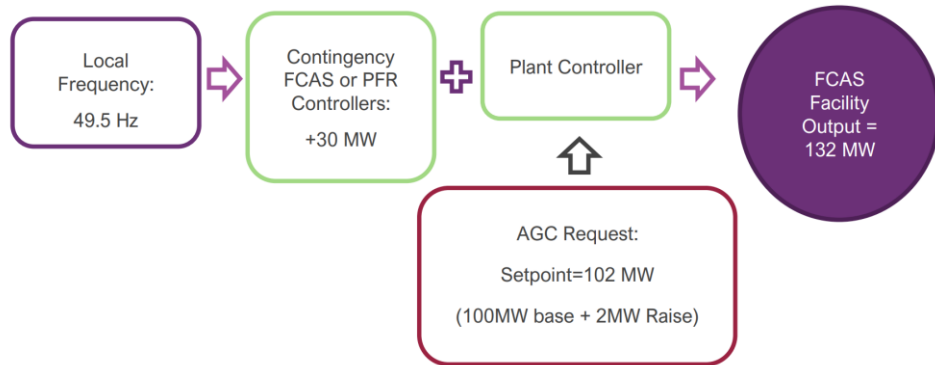


- В 2020 году Nordics была введена в действие системная услуга Fast Frequency Reserve (FFR) со следующими параметрами срабатывания:
  - частота срабатывания 49,5 Гц, время отклика 0,7 сек
  - частота срабатывания 49,6 Гц, время отклика 1,0 сек
  - частота срабатывания 49,7 Гц, время отклика 1,3 сек
- Длительность поддержания мощности: кратковременная (5 сек) – если скорость снижения не более 20%, долговременная (60 сек) – сброс мощности происходит мгновенно
- В энергосистеме стран Северной Европы максимальный уровень инерции наблюдается зимой – 256 ГВт·с, минимальный уровень – 110 ГВт·с в летний период. Требуемый объем FFR в FinGrid за 2024 год изменялся от 0 до 47 МВт

# ПРИМЕНЕНИЕ СНЭЭ (ОПЫТ АВСТРАЛИИ)



Координация Contingency FCAS

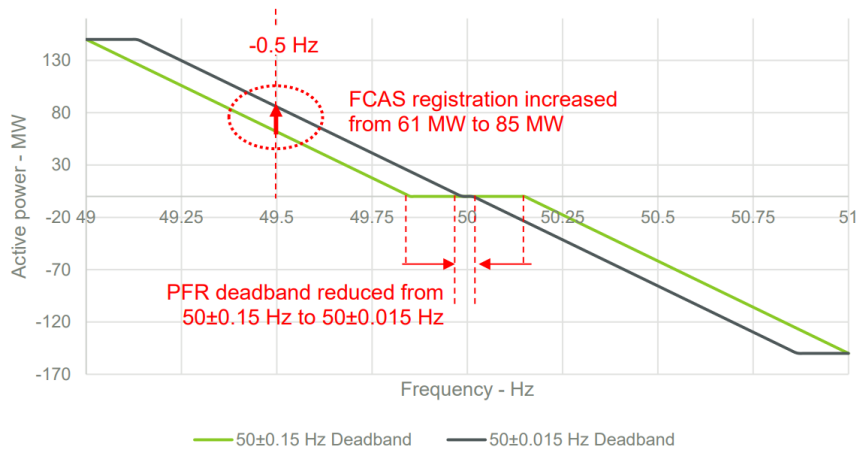


Координация Contingency и Regulation FCAS

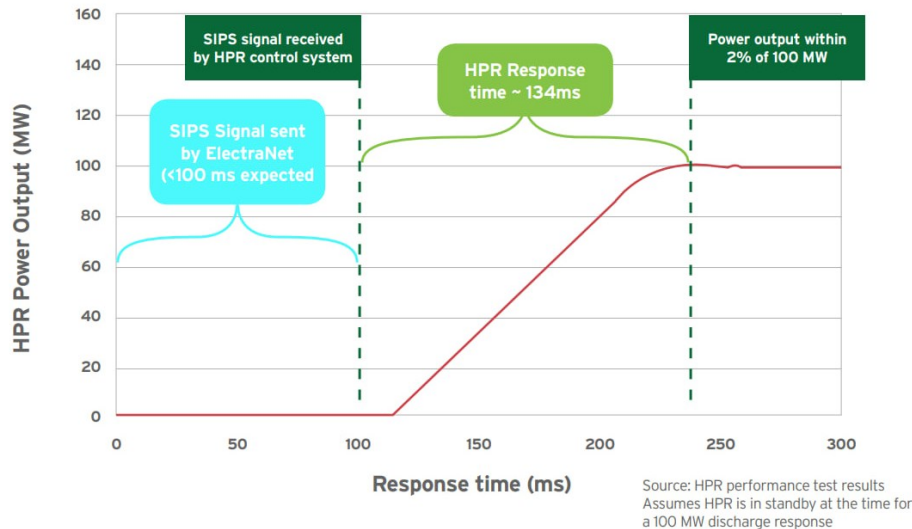
## Contingency Frequency Control Ancillary Services (FCAS) (Первичное регулирование частоты)

- 1-second FCAS (Raise – R1 и Lower – L1) – Very fast raise/lower service. Системная услуга запущена **9 октября 2023 года**
- 6-second FCAS (Raise – R6 и Lower – L6) – Fast raise/lower service
- 60-second FCAS (Raise – R60 и Lower – L60) – Slow raise/lower service
- 5-minute FCAS (Raise – R5 и Lower – L5) – Delayed raise/lower service
- Regulation FCAS (Raise – RREG и Lower – LREG) обеспечивает координацию вторичных резервов мощности для регулирования частоты. Regulation FCAS функционирует постоянно

# ПРИМЕНЕНИЕ СНЭЭ (HPR 150 МВт / 193,5 МВт·Ч)<sup>1</sup>



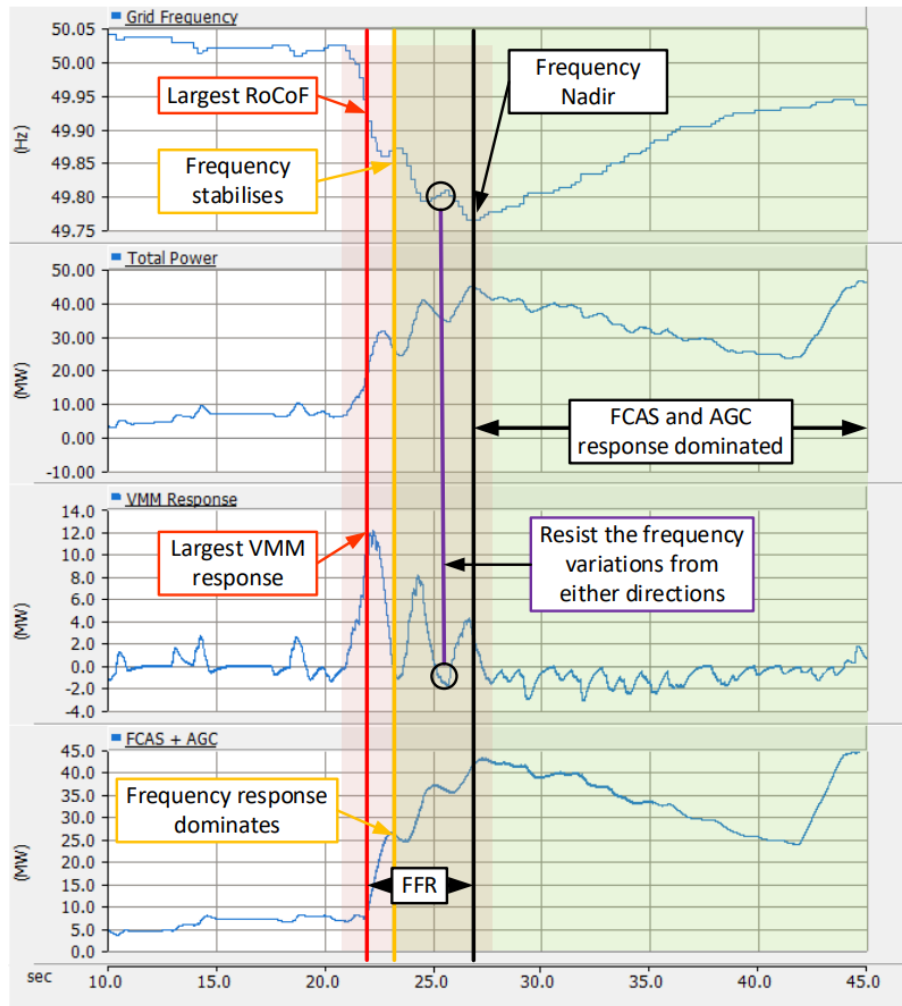
Характеристики ПРЧ Hornsdale Power Reserve



SIPS (System Integrity Protection Scheme) - УВ ПА, обновлена до WAPS (Wide Area Protection Scheme) – поддерживает также потребление энергии из сети и шаг регулирования

- Мертвая зона ПРЧ составляет **50 ± 0,015 Гц** (ранее было **50 Гц ± 0,15 Гц**). Это позволило увеличить объем предоставляемой услуги по 1-second FCAS (фиксируется на **49,5 Гц**)
- В настоящее время HPR предоставляет **85 МВт** мощности для участия во всех системных услугах типа Contingency FCAS
- Всего на HPR приходится 10% всего рынка FCAS, при этом ее внедрение позволило снизить стоимость системных услуг по регулированию частоты в целом
- HPR участвует в реализации УВ ПА типа АПНУ на межсистемных связях с энергосистемой Виктории (Heywood Connector), направленных на обеспечение устойчивой работы энергосистемы Южной Австралии при аварийных возмущениях – **150 МВт**. Скорость набора мощности – **600 МВт/сек**.
- Проведенные опыты по реализации алгоритмов ВСМ позволили доказать на практике эффективность этой системной услуги для уменьшения объемов резервов ПРЧ и требований к ПА

# ПРИМЕНЕНИЕ СНЭЭ (ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ВСМ - АВСТРАЛИЯ)<sup>1</sup>



Регулирование частоты при совмещении inertial response и FCAS (11 августа 2022 года)

- Перед реализации алгоритмов ВСМ проводилось моделирование в PSCAD, далее верификация на ДП НРР
- Изменение режима работы с GFL (Grid-Following Inverter) на GFM (Grid-Forming Inverter) выполнено обновлением ПО ДП (22.07.2022)
- В ходе события 11 августа 2022 года выявлено:
  - ВСМ отвечает пропорционально СИЧ (RoCoF), тогда как FCAS отвечает пропорционально отклонению частоты,
  - ВСМ препятствуют изменению частоты в оба направления,
  - ВСМ отвечает гораздо быстрее чем FFR, что позволяет сократить потребность в FFR,
  - ДП совмещает режимы работы ВСМ и источника тока, обеспечивая предоставление как inertial response, так и FCAS.
- Диапазон изменения постоянной инерции  $H$  от 0,1 до 20 сек. В рамках эксперимента значение принято равным 11,02 МВт·с/МВА, чтобы обеспечить суммарную кинетическую энергию в 2070 МВт·сек в энергосистеме Южной Австралии.
- На данный момент отсутствует рынок для данной услуги, его создание ожидается к 2027 – 2028 году.

# ОЦЕНКА УРОВНЯ ИНЕРЦИИ<sup>1</sup>

Постоянная инерции  $H$ :

$T_j$  – механическая постоянная инерции генератора вместе с турбиной

$$H = \frac{T_j \cdot \cos \varphi_{ном}}{2}, \text{сек}$$

**3,0 сек**

Г-10, Г-20, Г-30, Г-40  
Прегольской ТЭС

...

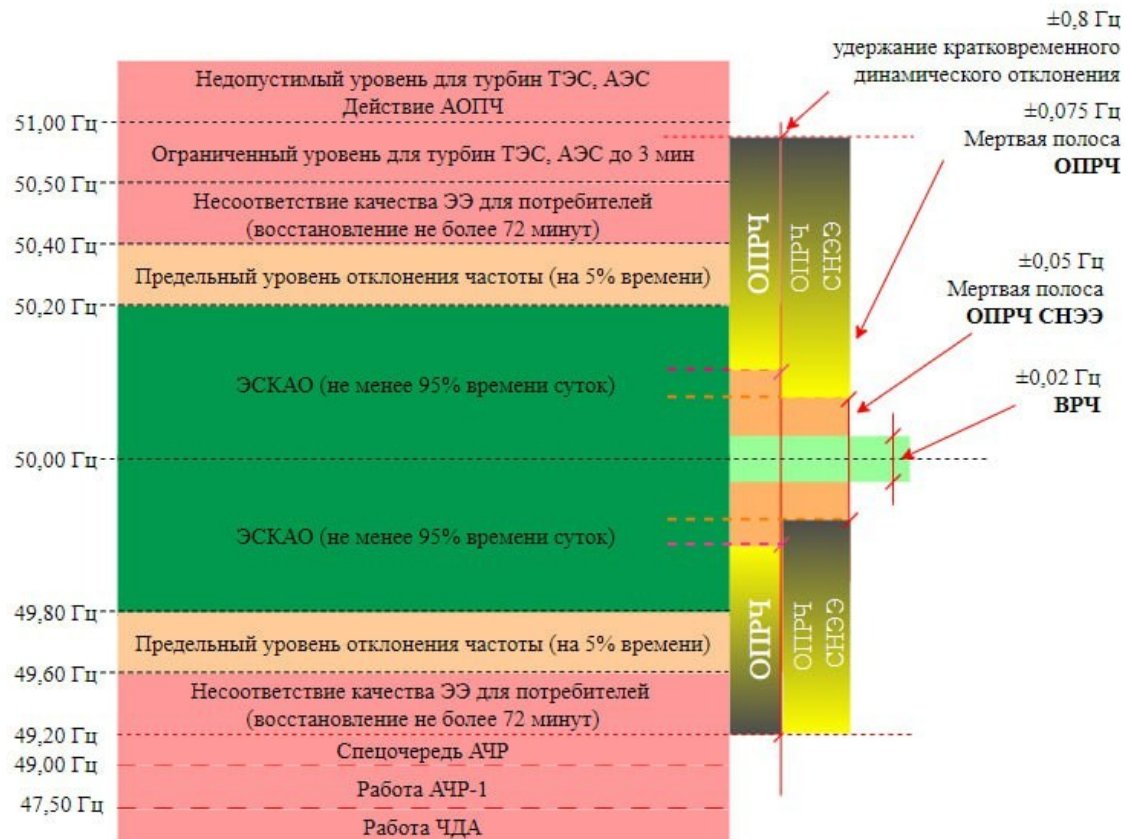
**5,8 сек**

Г-11, Г-12, Г-21, Г-22  
Калининградской ТЭЦ-2

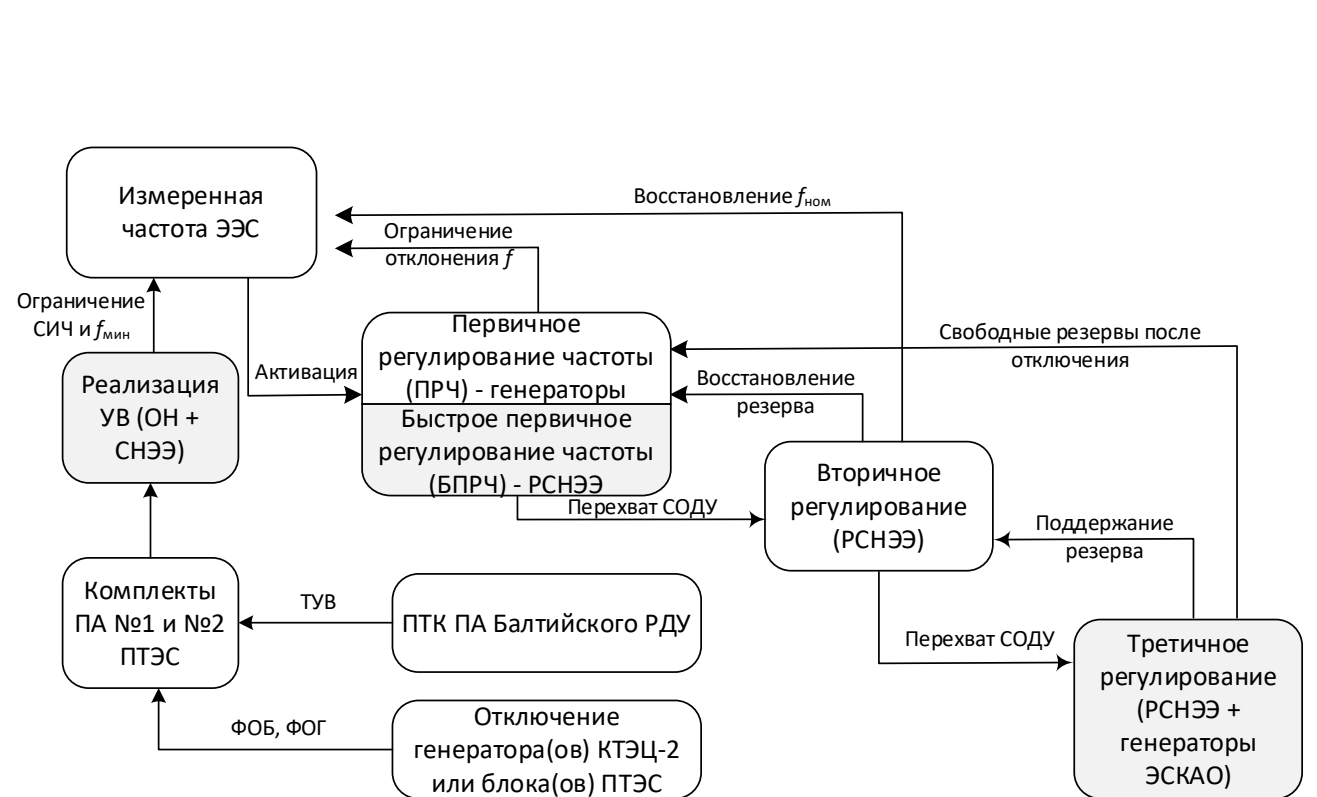
Параметр	Формула	Зим. Макс. (1003 МВт)		Летн. мин. (443,7 МВт)	
		Без РСНЭЭ	с РСНЭЭ	Без РСНЭЭ	с РСНЭЭ
Эквивалентная постоянная инерции $H_T$ :	$H_{eq}^{SG} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{SG}} H_{SG,i} \cdot S_{SG,i} + \sum_{j=1}^{N_{CIG}} H_{CIG,j} \cdot S_{CIG,j}}{\sum_{i=1}^{N_{SG}} S_{SG,i} + \sum_{j=1}^{N_{CIG}} S_{CIG,j}}, \text{сек}$	<b>4,3</b>	<b>4,1</b>	<b>4,2</b>	<b>3,9</b>
Суммарная кинетическая энергия <sup>2</sup> вращающихся машин $KE_{eq}$ :	$KE_{eq} = \sum_{i=1}^{N_{SG}} H_{SG,i} \cdot S_{SG,i} + \sum_{j=1}^{N_{CIG}} H_{CIG,j} \cdot S_{CIG,j}, \text{МВА} \cdot \text{сек}$	<b>7,2</b> ГВА·сек	<b>6,9</b> ГВА·сек	<b>4,8</b> ГВА·сек	<b>4,3</b> ГВА·сек
Скорость изменения частоты (СИЧ/RoCoF) при отключении энергоблока КТЭЦ-2, Гц/сек	$RoCoF_{t+} = \frac{\Delta P_{нб}}{P_{load}} \cdot \frac{f_0}{2 \cdot H_{eq}^T}, \text{Гц} / \text{сек}$	<b>1,3</b> Гц/сек (225 МВт)	<b>1,36</b> Гц/сек (225 МВт)	<b>1,72</b> Гц/сек (128 МВт)	<b>1,85</b> Гц/сек (128 МВт)

**NB!** В энергосистеме Южной Австралии ( $P_{cp} \approx 1\,664$  МВт), где есть СНЭЭ НРР 150 МВт/193,5 МВт·ч, средняя постоянная инерции составляет 1,6 сек, минимальное значение 0,14 сек

# ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ФУНКЦИИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ



Возможные диапазоны отклонения частоты в ЭСКАО



Схематическая диаграмма управления регулированием частоты



# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РСНЭЭ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Наименование функции	Наличие требований НТД РФ	Параметр срабатывания	Время отклика	Длительность / Период активации
Реализация УВ ПТК ПА при ФОб*	Стандарты организации ПА ГОСТ Р 71521-2024	Действие АРОГ и АРОБ ПТЭС и КТЭЦ-2	Время ОН – 265 мс	не менее располагаемого времени выдачи заданной $P$
Быстрое* первичное регулирование (FFR / БПРЧ) <sup>1</sup>	Отсутствует	По частоте от 99,17 до 99,94% $f_{ном}$ Статизм от 1 до 5 % [1]	От 0,7 до 2 с	От 5 до 30 с
Первичное регулирование частоты (ПРЧ)	ГОСТ Р 71521-2024	Зона нечувствительности 50,000±0,075 Гц Статизм первичного регулирования 4,0 - 5,0 %	до 10 с – $P_{ном}$	От 30 с ( $P=P_{ном}$ ) до 15 мин ( $P=0$ )
Вторичное регулирование частоты (ВРЧ)	СТО 70238424.27.140.030-2011 ГОСТ Р 55890–2013	Задержка отработки не более 5 с	Менее 10 мин: $P_{ном}$ вторичного резерва	Не более 120 мин

<sup>1</sup>IEEE Std – 2800-2022 IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РСНЭЭ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЧИХ ФУНКЦИЙ

Наименование функции РСНЭЭ	Наличие требований НТД РФ	Параметр срабатывания	Время отклика	Длительность / Период активации
Регулирование U, Q	ГОСТ Р 58092.3.2-2023 ГОСТ Р 71521-2024	Отклонение напряжения от заданных значений	Более 0,01 с	Без ограничений по времени
<b>Прочие функции</b>				
Плановый график активной мощности	ГОСТ Р 59947-2021 ПП 13.08.2018 г. № 937	Получение планового графика	Отклонение от графика не более 2 %	Сутки
Реализация УВ ПА, не связанных с изменением частоты	Стандарты организации ПА	УВ комплексов ПА (АОПО, АПНУ)	От 0,01 с.	От нескольких секунд до часов с последующим отключением нагрузки

При этом РСНЭЭ должна соответствовать требованиям по обеспечению работоспособности (ГОСТ Р 71521-2024):

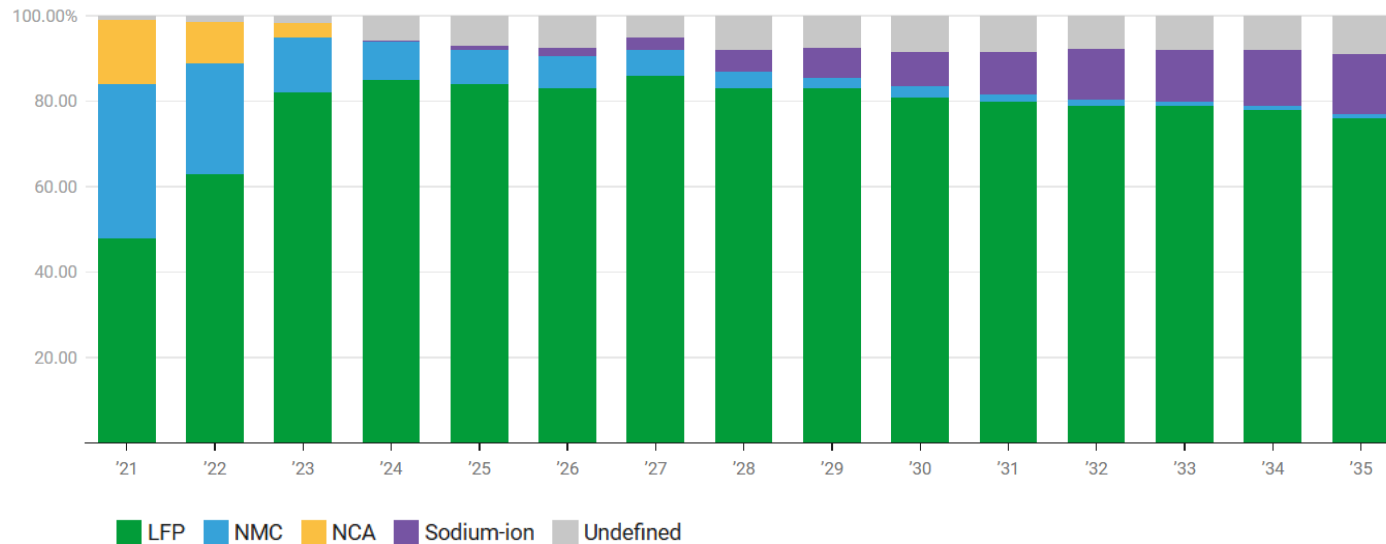
- в различных диапазонах частот (LFRT, HFRT),
- при отклонении напряжения в точке присоединения (вольт-секундная характеристика/LVRT).

# ФУНКЦИИ РСНЭЭ, НЕЦЕЛЕСООБРАЗНЫЕ В ЭСКАО

Функция РСНЭЭ	Причина отказа от использования
<b>Регулирование частоты и активной мощности</b>	
Инерционный отклик	Достаточный уровень инерции / незначительная доля ВИЭ – менее 0,5%
Третичное регулирование частоты (ТРЧ)*	В силу незначительной доли ВИЭ применение СНЭЭ для данной задачи неэффективно
<b>Управление профилем потребления</b>	
Выравнивание графика нагрузки	В силу незначительной доли ВИЭ применение СНЭЭ для данной задачи неэффективно
Снижение пиковых нагрузок	
Арбитраж цен	Неприменимо, так как ЭСКАО относится к неценовой зоне
<b>Прочие функции</b>	
Холодный пуск ГТУ	Неактуально
Поддержка генераторов при работе ЧДА	Неактуально
Откладывание строительства объектов энергосистемы	Неактуально

# РЫНОК СТАЦИОНАРНЫХ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ

Структура рынка стационарных СНЭЭ (BloombergNEF)<sup>1</sup>



LFP – Литий-железо-фосфат, NMC – Никель-марганец-кобальт, NCA – Никель-кобальт-алюминий, Sodium-ion – Натрий-ионные, Undefined – прочие типы СНЭЭ (механические, тепловые, химические)

- Ожидается преобладание LFP-стационарных СНЭЭ на рассматриваемом периоде, что связано с их дешевизной и относительно длительным сроком службы
- Производители NMC-аккумуляторов расширяют производство для выпуска LFP-аккумуляторов
- Несмотря на снижение доли NMC-аккумуляторов, появится большое количество NMC-аккумуляторов, отработавших свой срок службы в электромобилях → вторая жизнь в стационарных системах

# ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ КОМПОНЕНТОВ СНЭЭ



## Системные интеграторы

- ГК «Системотехника»
- ООО «Инэнерджи»
- ООО «Римтехэнерго»
- ООО «Вольтсбэтери»
- ГК «Хевел» (Юнигрин Энерджи)
- АО «Электронмаш»
- и другие



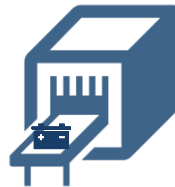
## Производители АКБ<sup>1</sup>

- ООО «Рэнера» (Li-NMC)
- АО «Металион» (LFP)
- АО «Уралэлемент» (Li-NMC, LCP, NCA)

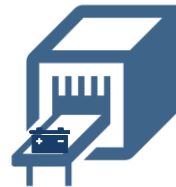


## Производители двунаправленных преобразователей (ДП)

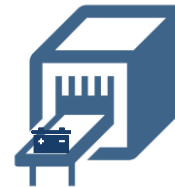
- ООО «СПТ»
- ООО «НПК Энергетические технологии»
- ООО «Энергомашинное конструкторское бюро»
- ООО «НТЦ Приводная техника»
- ООО «ЦУП ЧЭАЗ»
- ООО «НПК Морсвязьавтоматика»
- ООО «НПФ «Вектор»



**2025**  
4 ГВт·ч  
Калининградская область<sup>2</sup> (г. Неман)  
(Li-NMC)



**2026**  
4 ГВт·ч  
г. Москва<sup>3</sup>  
(Li-NMC)



**2026**  
1 ГВт·ч  
г. Долгопрудный<sup>4</sup>  
(LFP/NMC)

<sup>1</sup>Свинцово-кислотные АКБ не рассматриваются

<sup>2</sup><https://www.renera.ru/kariera/nabor-vypusnikov-i-spezializtov/?ysclid=m7ivy9suar299749451>

<sup>3</sup><https://www.renera.ru/renera-zavod-v-moskve/?ysclid=m7iw0jbiif820266799>

<sup>4</sup><https://metalion.ru/tpost/jd20s2ys71-ot-planov-k-rezultatam-pravitelstvo-i-bi>

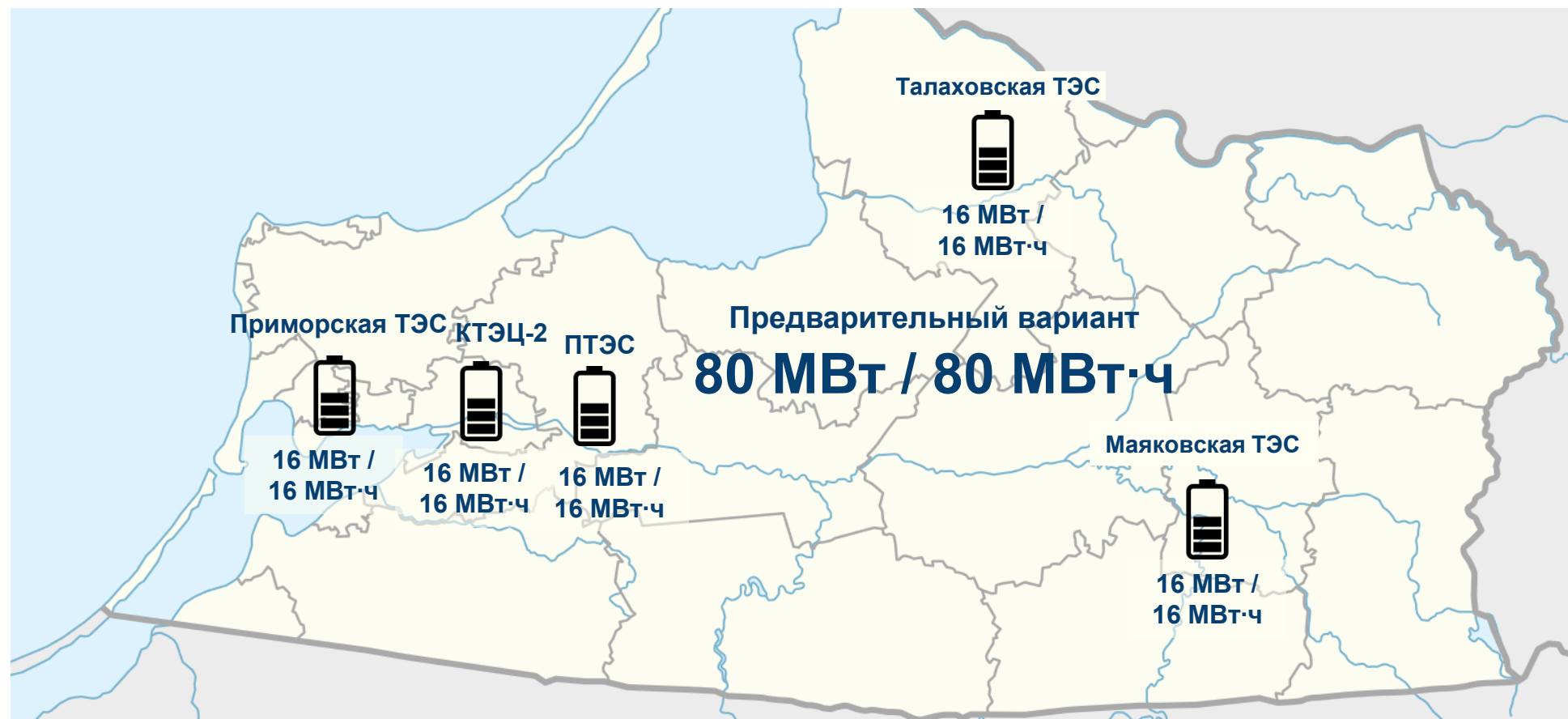
# РЕЗУЛЬТАТЫ ПАТЕНТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Предмет поиска	Результат поиска
<ul style="list-style-type: none"><li>• Системы накопления энергии</li><li>• Виды накопителей электрической энергии</li><li>• Системы управления СНЭЭ</li><li>• Распределенные системы накопления энергии</li><li>• Система управления группой батарей</li><li>• САУ СНЭЭ для ЭЭС, в т. ч. распределенными СНЭЭ</li><li>• Размещение СНЭЭ в энергосистеме</li><li>• Архитектура систем накопления энергии</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Умеренная патентная активность</li><li>• 6 патентных документов РФ</li><li>• 19 патентных документов КНР</li><li>• 8 патентных документов США</li><li>• 2 документа Европейского патентного ведомства</li><li>• 1 патентный документ Японии</li><li>• 1 патентный документ Австралии</li><li>• 1 заявка по международной системе патентования</li></ul>

## 4 релевантных патента

- RU2783040C1. Способ регулирования частоты в автономной энергосистеме, включающей СНЭЭ
- RU2736701C1. Система и способ построения модели энергосистемы и проведение расчетов режимов энергосистемы, и модель СНЭЭ, предназначенная для включения в систему
- RU2721477C1. Система управления НЭЭ для расширения области допустимых режимов генерирующих установок источников распределенной генерации при провалах напряжения
- RU2718113C1. Система управления НЭЭ для расширения области допустимых режимов генерирующих установок источников распределенной генерации при кратковременных отклонениях частоты

# ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЧЕК ПОДКЛЮЧЕНИЯ

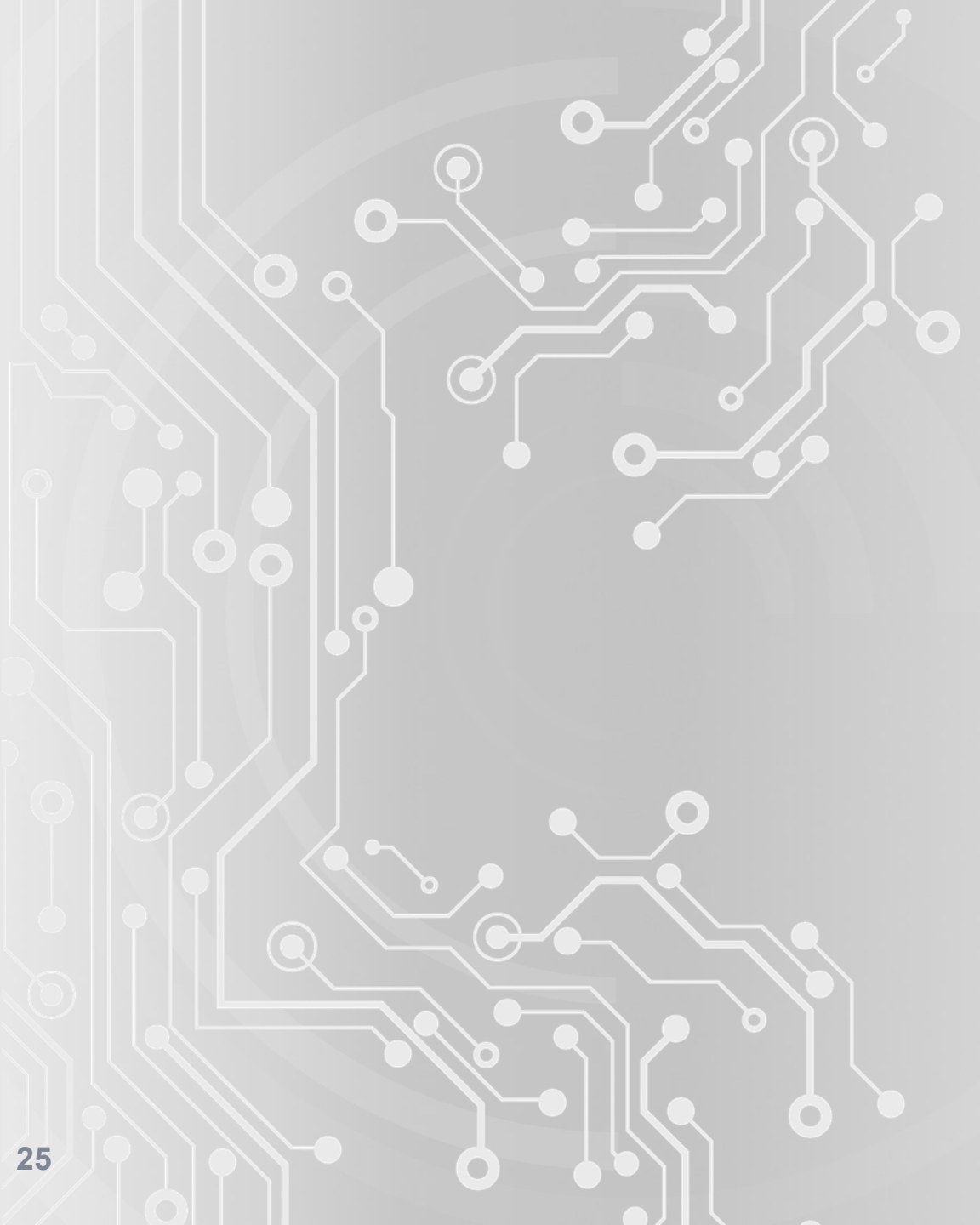


- Размещение на территории электростанций АО «Интер РАО Электрогенерация»
- Максимальное использование существующих РТСН
- Использование свободных ячеек 110 кВ для подключения трансформаторов для подключения секции РСНЭЭ (при отсутствии возможности подключения к РТСН)

# ВЫВОДЫ

- ❑ Анализ международного опыта показывает, что крупномасштабные СНЭЭ получают все большее распространение и используются для замещения традиционной генерации решая задачи быстрогодействия регулирования частоты (включая системы виртуальной инерции)
- ❑ Оценка уровня инерции ЭСКАО показывает, что ее уровень значительно превышает уровень инерции в зарубежных энергосистемах, где применяются СНЭЭ и рассматривается их использование для реализации функции частотного отклика (inertial response)
- ❑ Наиболее востребованными вариантами использования РСНЭЭ в Калининградской энергосистеме являются: реализация УВ ПТК ПА, ПРЧ и ВРЧ. При этом РСНЭЭ должна обеспечивать регулирование  $U(Q)$  и соответствовать требованиям по обеспечению работоспособности в разных диапазонах изменения частоты и напряжения (LVRT/HVRT, LFRT/HFRT)
- ❑ Наиболее подходящим типом СНЭЭ в рамках Калининградской энергосистемы являются литий-ионные СНЭЭ (NMC, LFP), они позволяют обеспечить реализацию функций первичного, вторичного регулирования частоты. При необходимости быстрого отклика (<50 мс) может быть использована гибридная СНЭЭ – литий-ионная АКБ + суперконденсаторы.
- ❑ Результаты патентных исследований показали повышение активности по данной тематике с 2019 года. Среди отечественных научно-исследовательским институтов и компаний активно патентовались по тематике управления СНЭЭ – ООО «СНЭ» и НГТУ (г. Нижний Новгород).
- ❑ Предварительно определены места размещения секций РСНЭЭ – равномерное распределение энергоемкости и мощности по электростанциям АО «Интер РАО Электрогенерация»





# **РАЗРАБОТКА СХЕМЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК И РЕЖИМОВ РАБОТЫ РСНЭЭ И САЦК РСНЭЭ**

**Определение энергетических режимов Калининградской энергосистемы при изолированной работе (без РСНЭЭ, с РСНЭЭ)**

**Определение оптимальных параметров РСНЭЭ**

**Требования к РСНЭЭ и выбранные схемы подключения**

**Анализ результатов расчета УР, ТКЗ и ДУ**

**Определение вариантов участия РСНЭЭ в регулировании параметров режима Калининградской энергосистемы**

**Организация САЦК РСНЭЭ и информационного обмена**

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭСКАО ПРИ ИЗОЛИРОВАННОЙ РАБОТЕ (БЕЗ РСНЭЭ)

График выработки и потребления электроэнергии в условиях наиболее холодных дней зимы 2027 г.

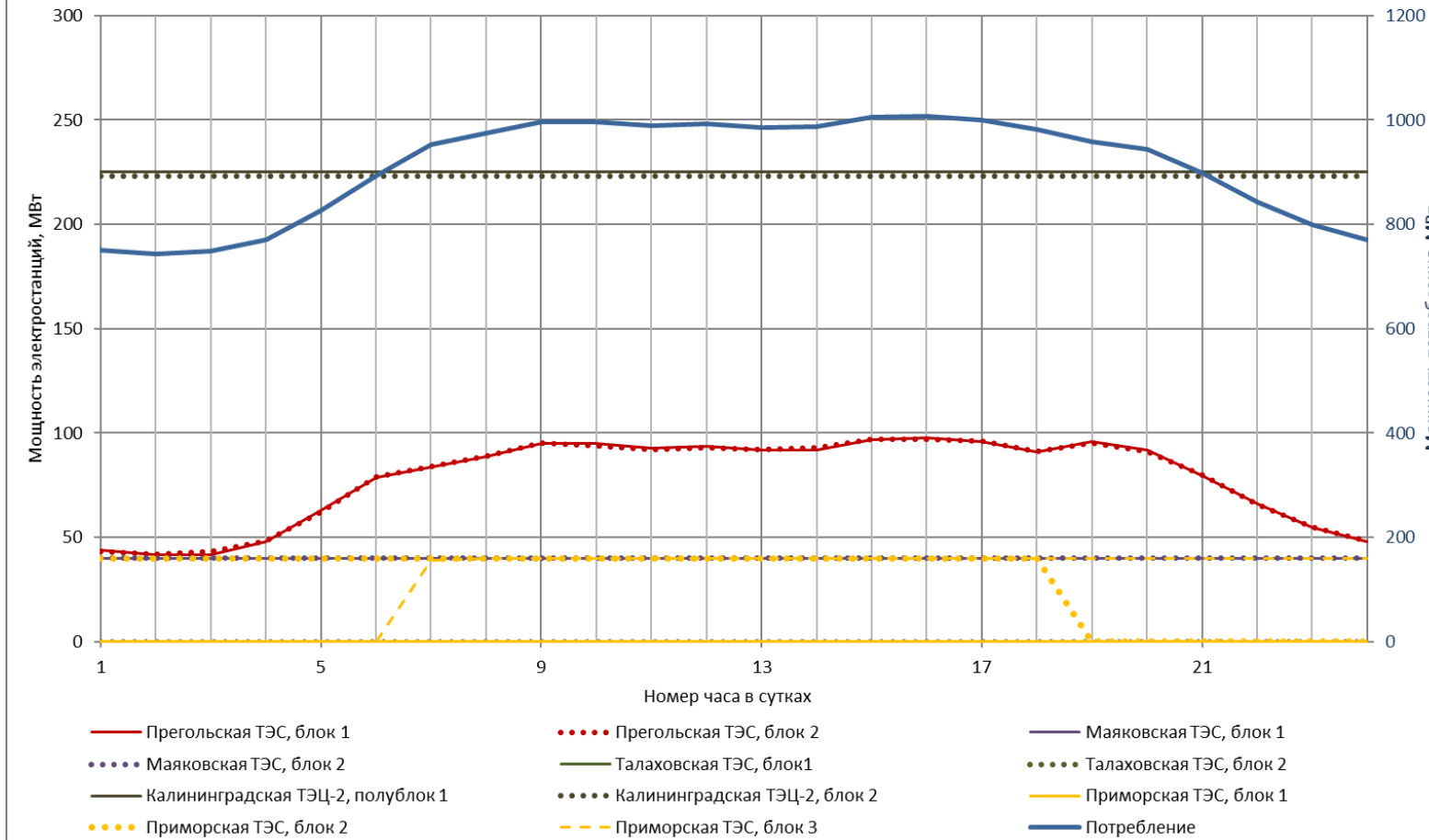


График резерва вторичного и третичного регулирования на разгрузку в условиях наиболее холодных дней зимы 2027 г.

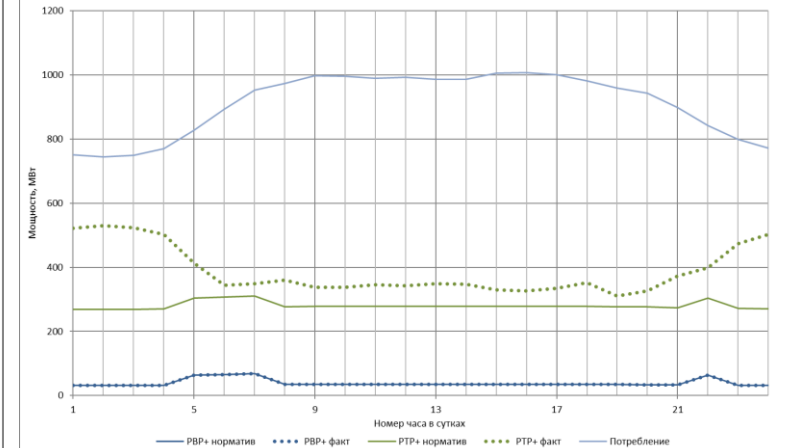
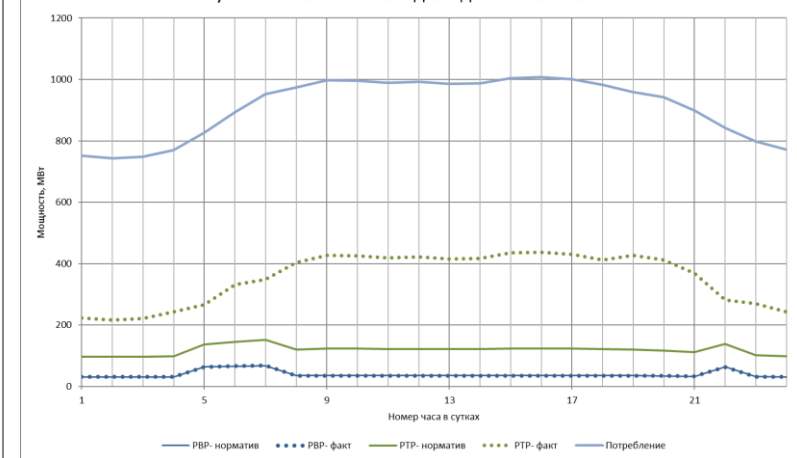
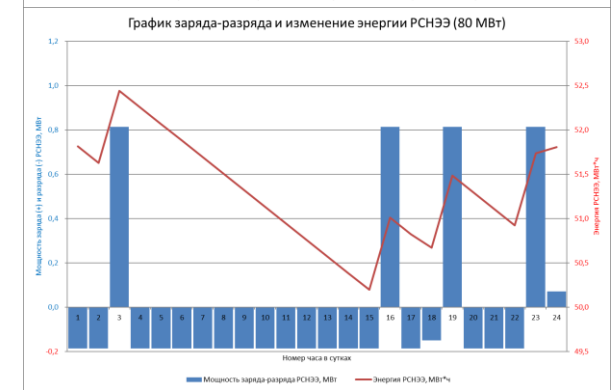
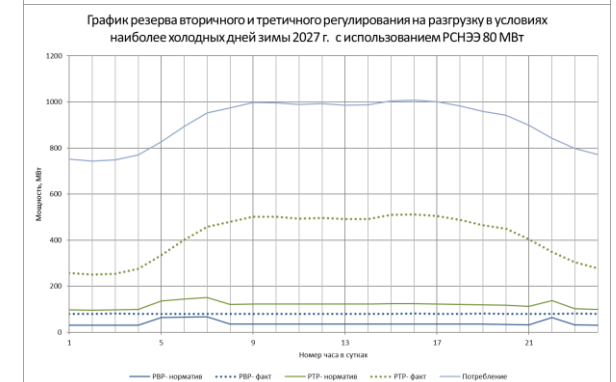
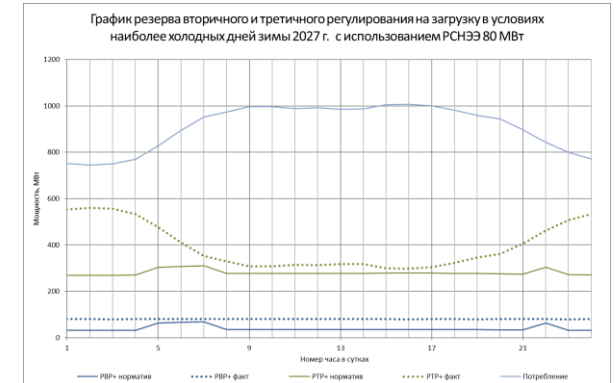
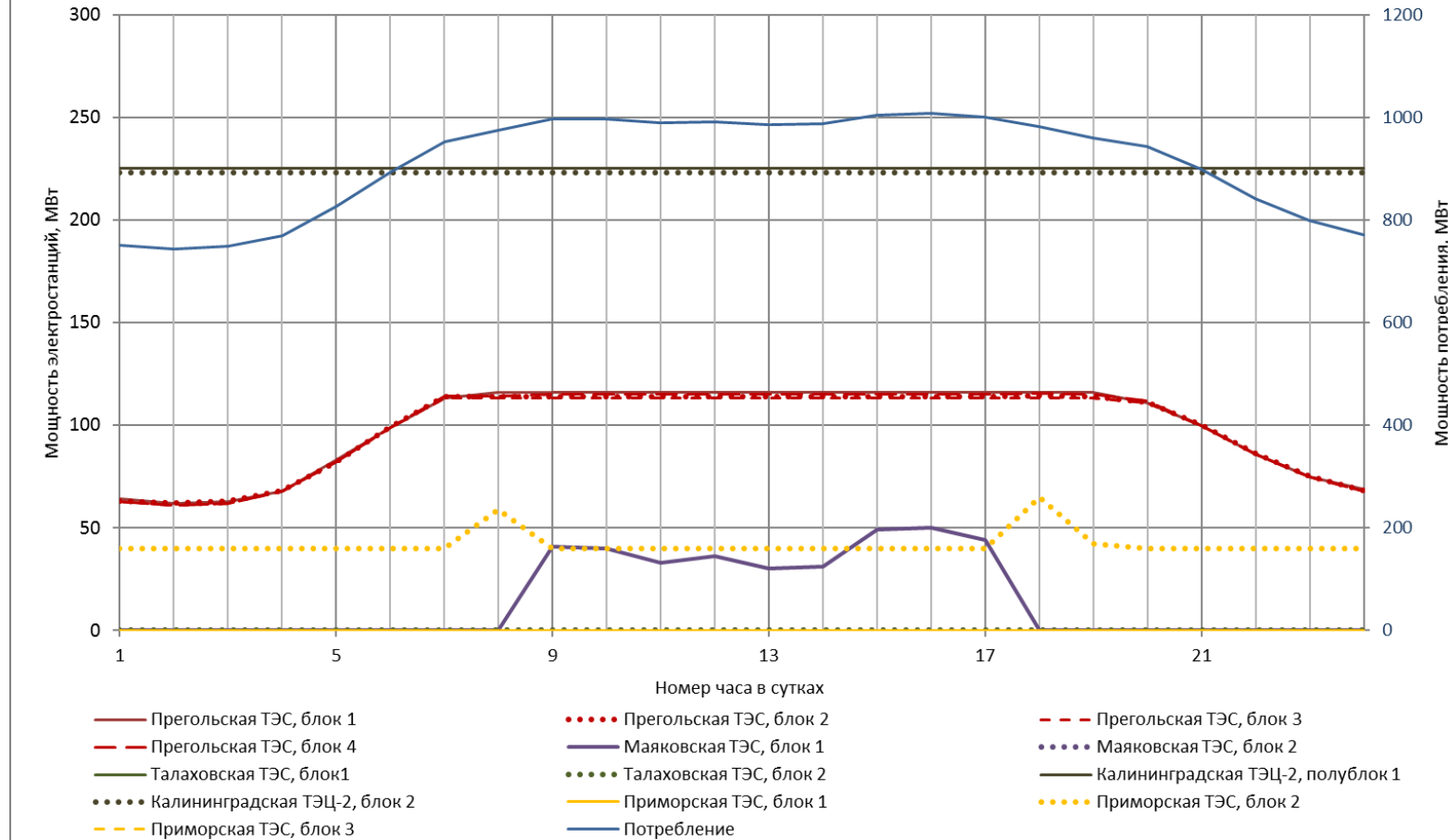


График резерва вторичного и третичного регулирования на загрузку в условиях наиболее холодных дней зимы 2027 г.



# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭСКАО ПРИ ИЗОЛИРОВАННОЙ РАБОТЕ (С РСНЭЭ)

График выработки и потребления электроэнергии в условиях наиболее холодных дней зимы 2027 г. с применением РСНЭЭ 80 МВт



# ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЗЕРВА ВТОРИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ (РВР)

Нормативный объем РВР определяется<sup>1</sup>:

На загрузку:

- ~~расчетный небаланс мощности, связанный с отключением ГО с учетом действия ПА (кроме АЧР)~~
- ~~объем УВ от ПА на отключение ГО в области регулирования при единичном нормативном возмущении~~
- нерегулярные отклонения мощности и динамическая погрешность регулирования баланса мощности

На разгрузку:

- нерегулярные отклонения мощности и динамическая погрешность регулирования баланса мощности

$$R = k \cdot \sqrt{P_{\text{потр}}}, \quad (1)$$

$P_{\text{потр}}$  – активная мощность потребления ЭЭС, МВт;

$k$  – коэффициент, принимающий значения: 1,1 – в часы, скорость изменения потребления в которые меньше 8 % по отношению к предыдущему значению, и 2,2, когда данная скорость превышает 8 %.

Объемы РВР до изменений в  
правилах расчета РВР

**128 – 225**  
МВт

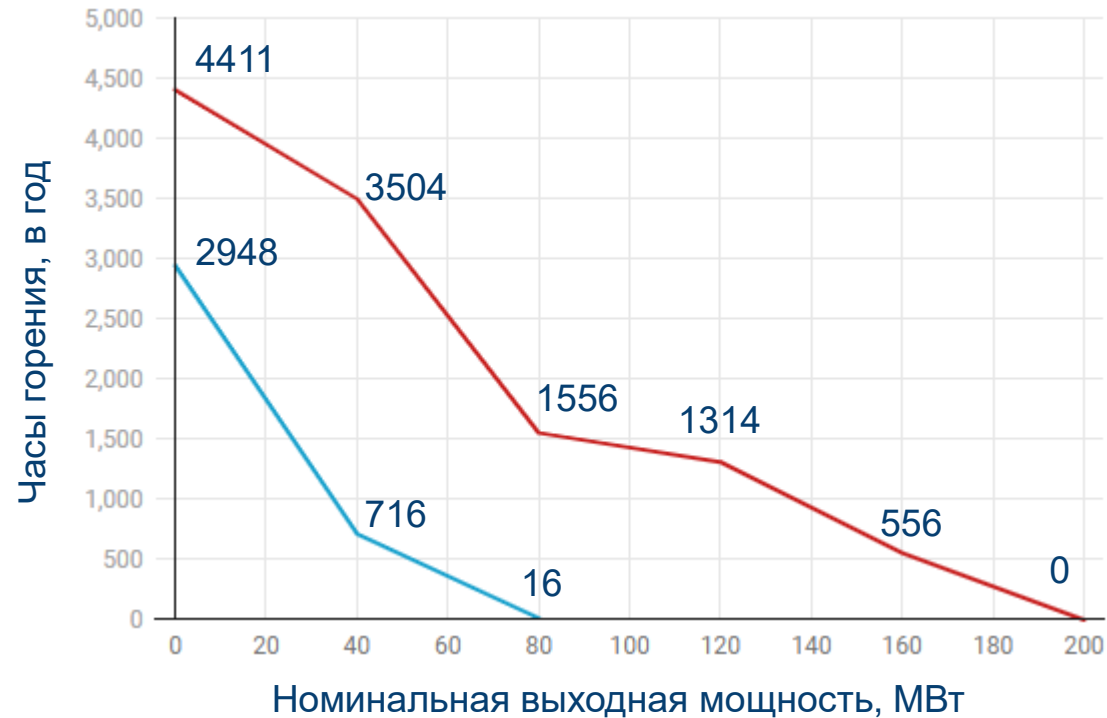


Объемы РВР после изменений в  
правилах расчета РВР

**24 – 66**  
МВт

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ РСНЭЭ

Расчет числа часов горения ГТУ Маяковской ТЭС и Талаховской ТЭС при разных значениях номинальной мощности РСНЭЭ и величине РВР



— РВР в пределах 128-225 МВт (учет ОГ КТЭЦ-2)

— РВР в пределах 22-66 МВт (только НОК)

- ❑ Число часов горения в год определяется требованиями к объемам резервов вторичного регулирования (РВР)
- ❑ Повышение общей мощности РСНЭЭ ведет к снижению темпа наработки часов горения ГТУ Маяковской и Талаховской ТЭС и увеличению интервалов ТОиР
- ❑ Установленная мощность РСНЭЭ 40 МВт позволяет почти полностью исключить наработку часов горения всех ГТУ МТЭС, ТТЭС

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГОЕМКОСТИ РСНЭЭ(1)

Энергоемкость РПР: 
$$E_{\text{ОПРЧ}} \geq t_{3.\text{ОПРЧ}\uparrow} \times P_{\text{ОПРЧ}\uparrow} + t_{3.\text{ОПРЧ}\downarrow} \times P_{\text{ОПРЧ}\downarrow}, \quad (1)$$

где  $t_{3.\text{ОПРЧ}\uparrow}$ ,  $t_{3.\text{ОПРЧ}\downarrow}$  – длительность поддержания резерва на повышение/понижение частоты (15 мин<sup>1</sup>),  $P_{\text{ОПРЧ}\uparrow}$ ,  $P_{\text{ОПРЧ}\downarrow}$  – резерв активной мощности на регулирование на повышение/понижение частоты.

**ВАЖНО!** В ЭСКАО есть маневренная генерация → длительность поддержания резерва определяется на основе расчета динамической устойчивости.

При этом РПР на  $f\uparrow$  > РПР на  $f\downarrow$  т.к. в ЭСКАО отсутствуют крупные узлы нагрузки

Энергоемкость РВР: 
$$E_{\text{ВРЧ}} \geq P_{\text{ВРЧ}\uparrow} \cdot t_{3.\text{ВРЧ}\uparrow} + P_{\text{ВРЧ}\downarrow} \cdot t_{3.\text{ВРЧ}\downarrow}, \quad (2)$$

где  $t_{3.\text{ВРЧ}\uparrow}$  и  $t_{3.\text{ВРЧ}\downarrow}$  определяются временем, необходимым для набора мощности станциями, несущими вторичный резерв (ГТУ ТТЭС/МТЭС/ПТЭС – 15,6 МВт/мин, при этом для запуска ГТУ требуется 24 мин.). Значение определяется на основе расчета на базе ИНТРМ.

**ВАЖНО!** В текущих условиях может быть только **одна** электростанция, участвующая в ВРЧ (МТЭС/ПТЭС/ТТЭС), для оптимизации РВР рекомендуется внедрение АВРЧМ → полное исключение режимов с запуском ГТУ МТЭС/ТТЭС

\*Энергоемкость РТР не закладывается, однако в качестве нее может использоваться запас энергоемкости СНЭЭ с учетом деградации АКБ

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГОЕМКОСТИ РСНЭЭ(2)

**Определение нормированной энергоемкости:**

$$E_{\text{норм}} = \frac{E_{\text{треб.СНЭЭ}\uparrow}}{\eta_{\text{СНЭЭ}}} + E_{\text{треб.СНЭЭ}\downarrow}, \quad \begin{aligned} E_{\text{треб.СНЭЭ}\uparrow} &= E_{\text{ВРЧ}\uparrow} + E_{\text{ОПРЧ}\uparrow} \\ E_{\text{треб.СНЭЭ}\downarrow} &= E_{\text{ВРЧ}\downarrow} + E_{\text{ОПРЧ}\downarrow} \end{aligned} \quad (4)$$

где  $E_{\text{треб.СНЭЭ}\uparrow}$ ,  $E_{\text{треб.СНЭЭ}\downarrow}$  – энергоемкость, требуемая СНЭЭ для повышения/понижения частоты,  $\eta_{\text{СНЭЭ}}$  – КПД СНЭЭ на разряд (о.е.)

**Определение установленной энергоемкости без учета деградации:**

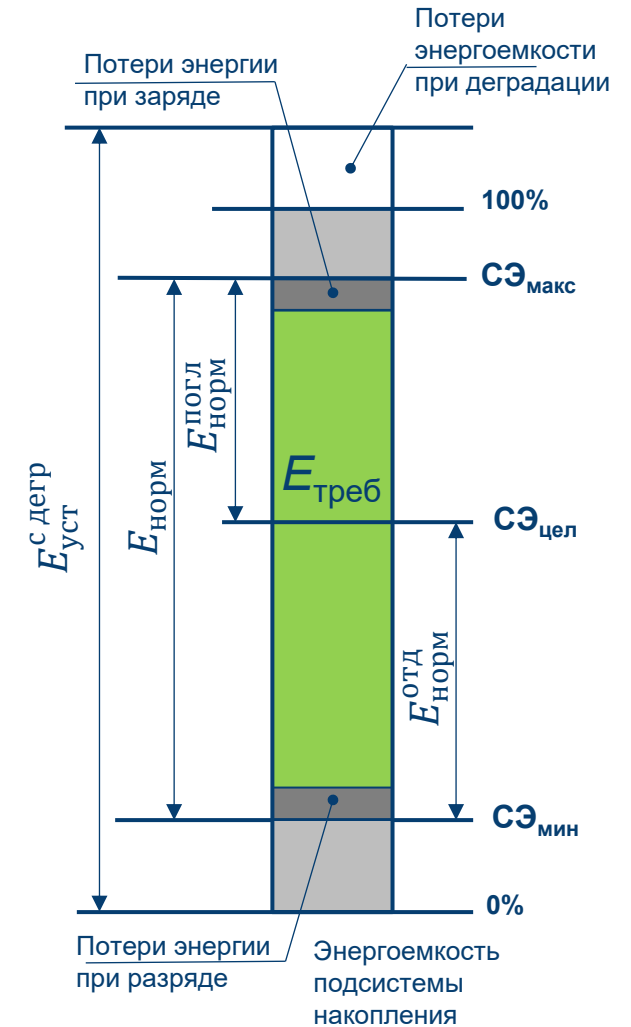
$$E_{\text{уст}}^{\text{без дегр}} = \frac{E_{\text{норм}}}{(СЭ_{\text{макс}} - СЭ_{\text{мин}})/100} \quad (5)$$

$СЭ_{\text{макс}}$ ,  $СЭ_{\text{мин}}$  – степени энергосодержания, соответствующие верхнему и нижнему диапазону глубины разряда (90% и 10% соответственно<sup>1</sup>)

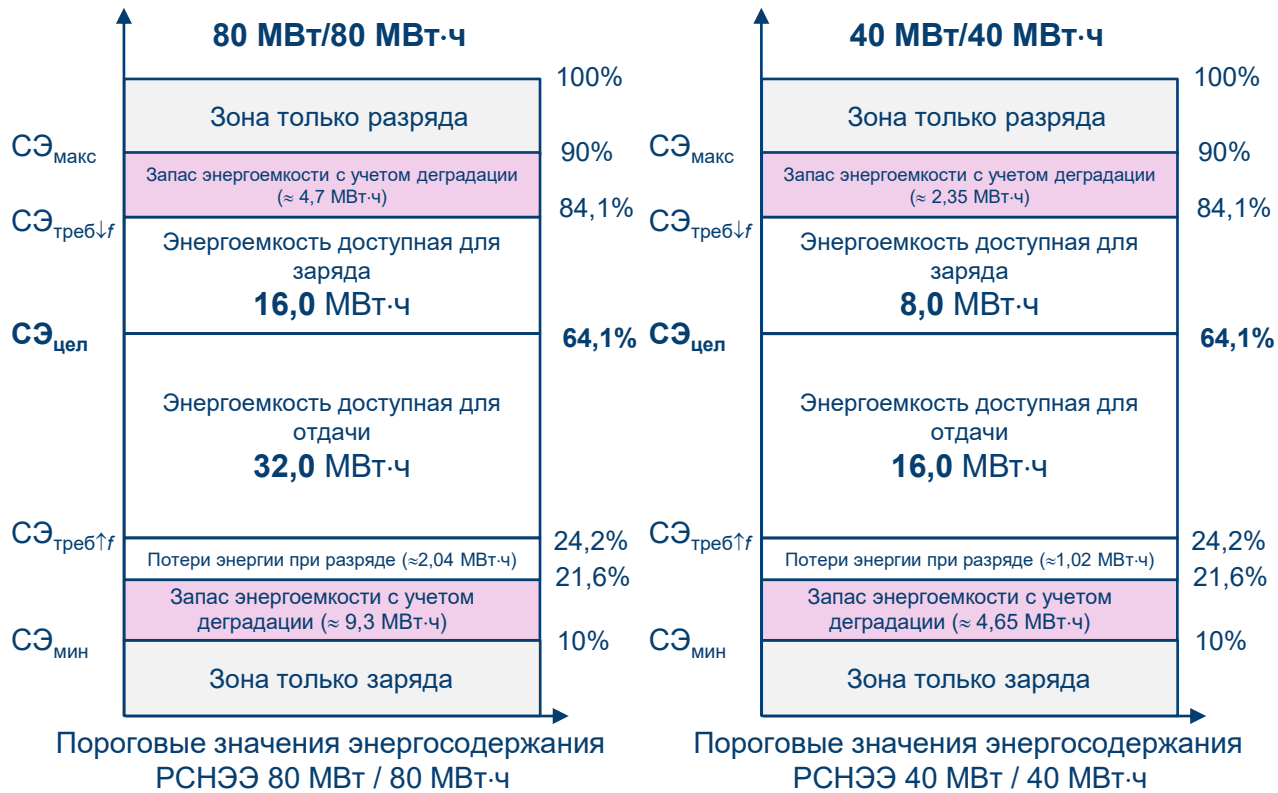
**Определение установленной энергоемкости с учетом деградации:**

$$E_{\text{уст}}^{\text{с дегр}} = \frac{E_{\text{уст}}^{\text{без дегр}}}{(100 - \Delta E_{\text{СНЭЭ}}^{\text{дегр}})/100} \quad (6)$$

$\Delta E_{\text{СНЭЭ}}^{\text{дегр}}$  – степень деградации СНЭЭ в течение жизненного цикла (принято равным 20%)



# ПОРОГОВЫЕ ЗНАЧЕНИЯ СТЕПЕНЕЙ ЭНЕРГОСОДЕРЖАНИЯ И ВАРИАНТЫ РАЗМЕЩЕНИЯ РСНЭЭ



$CЭ_{\text{треб}\uparrow f}$   $CЭ_{\text{треб}\downarrow f}$  – требуемые уровни энергосодержания для повышения/понижения частоты

## ВАРИАНТ 1 – РСНЭЭ 80 МВт / 80 МВт·ч

Калининградская ТЭЦ-2 – 25 МВт / 25 МВт·ч

Маяковская ТЭС – 20 МВт / 20 МВт·ч

Прегольская ТЭС – 15 МВт / 15 МВт·ч

Талаховская ТЭС – 20 МВт / 20 МВт·ч

## ВАРИАНТ 2 – СНЭЭ 80 МВт / 80 МВт·ч

Калининградская ТЭЦ-2 – 80 МВт / 80 МВт·ч

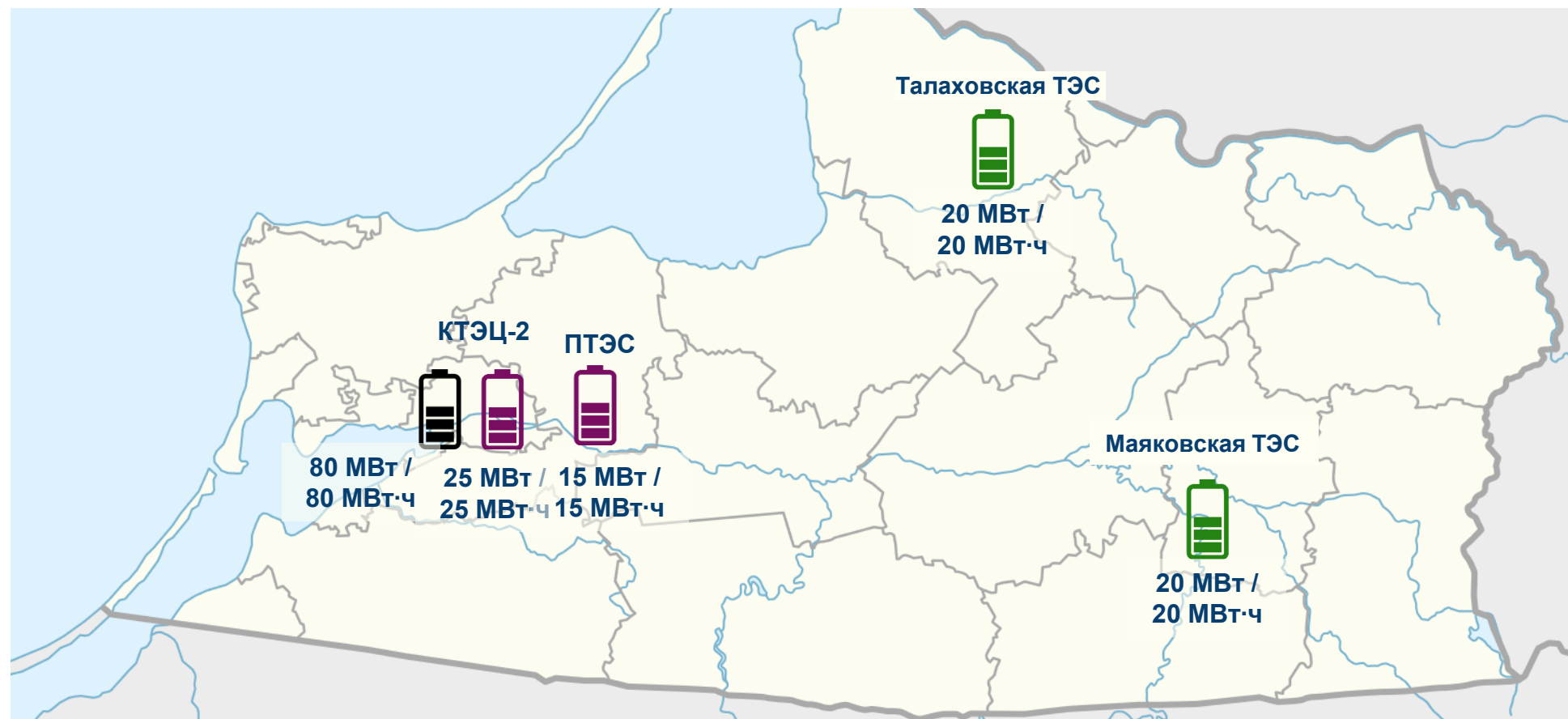
## ВАРИАНТ 3 – РСНЭЭ 40 МВт / 40 МВт·ч

Калининградская ТЭЦ-2 – 25 МВт / 25 МВт·ч

Прегольская ТЭС – 15 МВт / 15 МВт·ч



# ВАРИАНТЫ РАЗМЕЩЕНИЯ РСНЭЭ 80 МВт / 80 МВт·ч



Секции РСНЭЭ только для варианта 1



Секции РСНЭЭ во варианте 1 и 3



Вариант 2 – централизованное размещение

# ПОДКЛЮЧЕНИЕ СЕКЦИИ РСНЭЭ (ОТДЕЛЬНЫЙ ТР-Р 110/6 КВ) Вариант 1

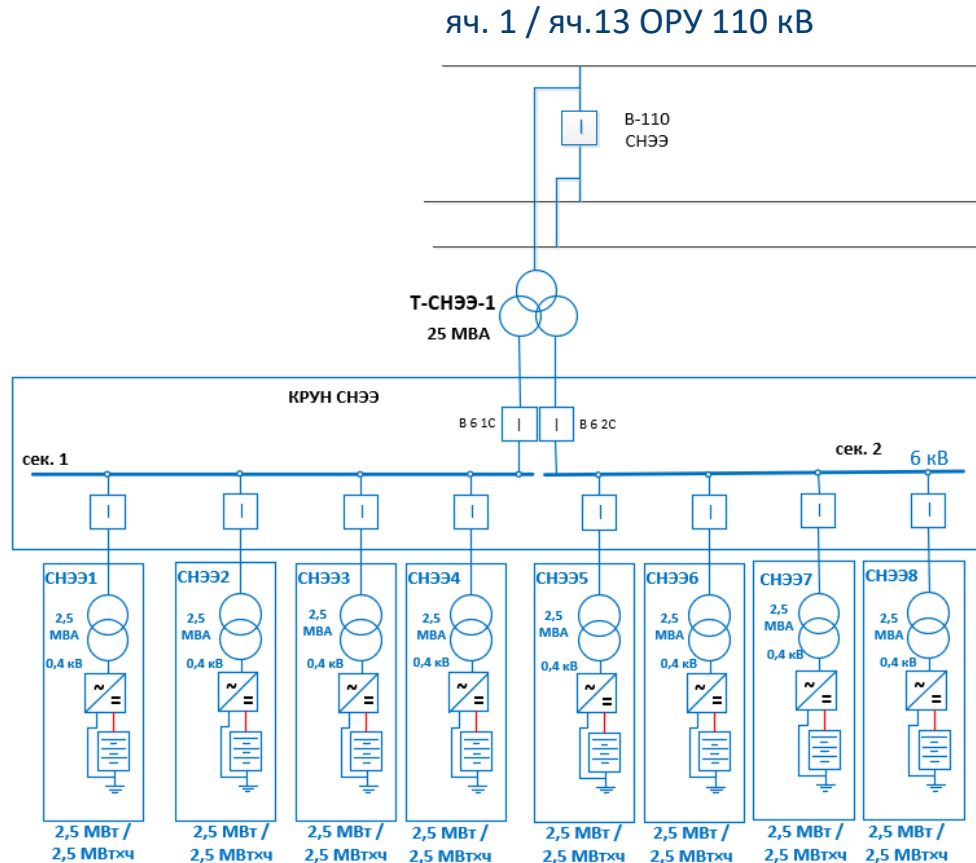


Схема подключения секции РСНЭЭ  
на Маяковской ТЭС / Талаховской ТЭС

**Секция РСНЭЭ 20 МВт / 20 МВт·ч<sup>1</sup>:**

Трансформатор ТРДН-25000/110/6

**КРУН СНЭЭ (12 ячеек):**

вводные ячейки – 2 шт., линейные ячейки – 10 шт.  
(8 ячеек – тр-ры СНЭЭ и 2 ячейки на собственные  
нужды)

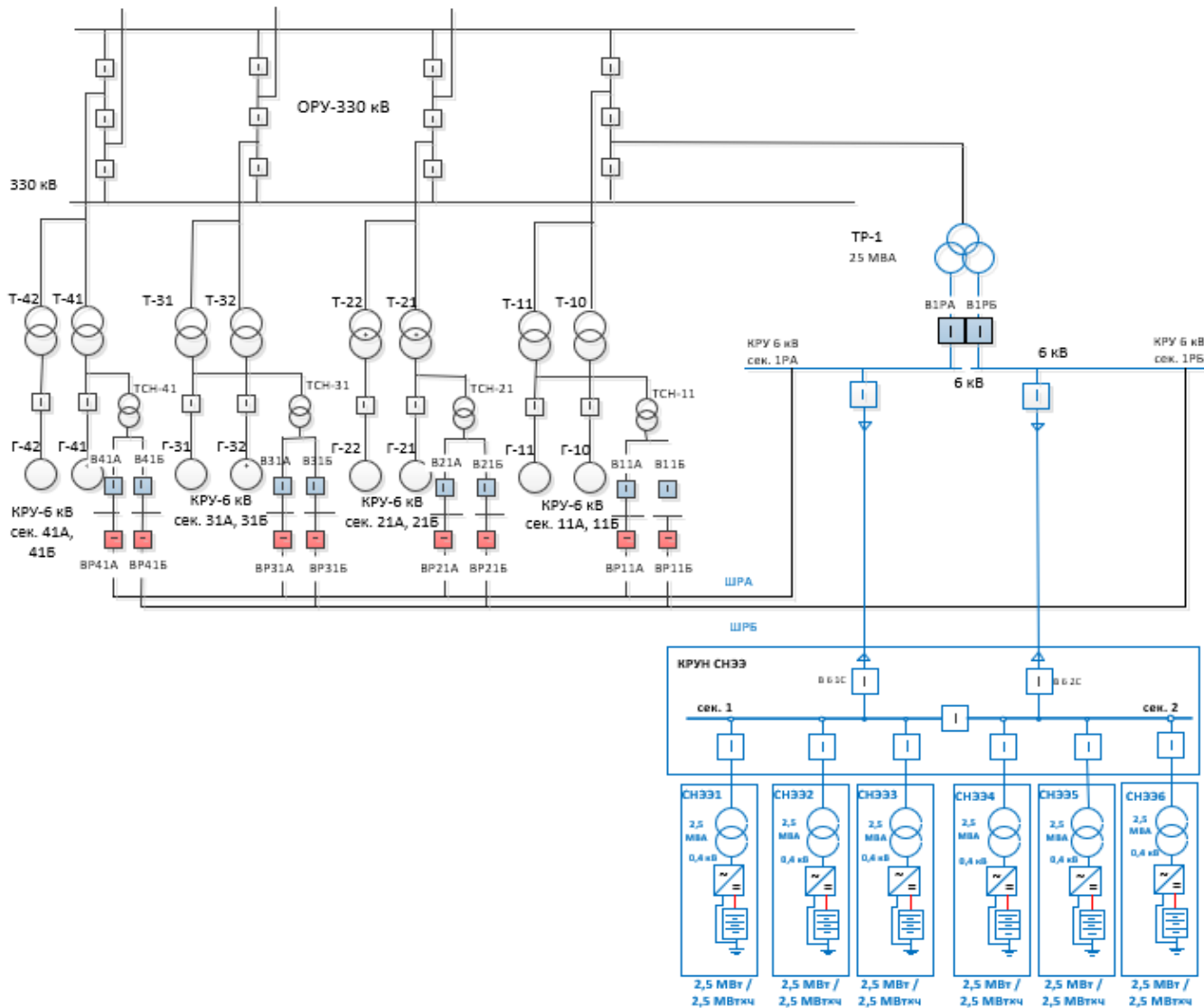
**Модули СНЭЭ:**

8 × 2,5 МВт / 2,5 МВт·ч, трансформаторы связи на  
2500 кВА 6/0,4 кВ\*

# ПОДКЛЮЧЕНИЕ СЕКЦИИ РСНЭЭ (СУЩЕСТВУЮЩИЙ РТСН)

Вариант 1

Вариант 3



## Секция РСНЭЭ 15 МВт / 15 МВт·ч<sup>1</sup>:

Существующий РТСН 25 МВА 110/6 кВ, использование существующих ячеек 6 кВ РТСН

## КРУН СНЭЭ (9 ячеек):

вводные ячейки – 2 шт., линейные ячейки – 8 шт. (в т.ч. 2 яч. на собственные нужды), 1 ячейка МСВ

## Модули СНЭЭ:

8 × 2,5 МВт / 2,5 МВт·ч, трансформаторы связи на 2500 кВА 6/0,4 кВ\*

# ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАСЧЕТА УР, ТКЗ И ДУ

## РАСЧЕТ УР

- ❑ Анализ загрузки ВЛ и оборудования
- ❑ Оценка уровня напряжения в узлах энергосистемы
- ❑ Определение приоритетности регулирования P/Q

## РАСЧЕТ ТКЗ

- ❑ Оценка влияния РСНЭЭ на уровень ТКЗ
- ❑ Оценка необходимости реализации мероприятий для ограничения ТКЗ
- ❑ Оценка параметров вольт-секундной характеристики (LVRT) по ГОСТ Р 71521-2024

## РАСЧЕТ ДУ

- ❑ Оценки возможности использования РСНЭЭ для замещения управляющих воздействий ПТК ПА
- ❑ Исследования динамических траекторий изменения частоты в ЭСКАО
- ❑ Оценки качества регулирования частоты при наличии/отсутствии РСНЭЭ
- ❑ Формирования требований к участию РСНЭЭ в регулировании частоты и реализации УВ ПА

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЛЯ РАСЧЕТА УР

Каждая секция РСНЭЭ включает:

- ❑ КРУН СНЭЭ 6 кВ
- ❑ 8 × СНЭЭ 2,5 МВт/2,5 МВт·ч:
  - Трансформатор 2500 кВА 6/0,4 кВ
  - ДП с  $P_{\text{НОМ}} = 2500$  кВт
  - Li-Ion АКБ (LFP или NMC)



## Принятые допущения:

- ❑ Принятая компоновка не является конечной и может быть изменена в процессе проектирования. Также могут быть рассмотрены варианты иные варианты (Например, DC 1500 В с 20-фут. контейнерами по 5 МВт·ч)
- ❑ ДП представляются эквивалентами, к которым формируются требования в части регулирования частоты и напряжения.

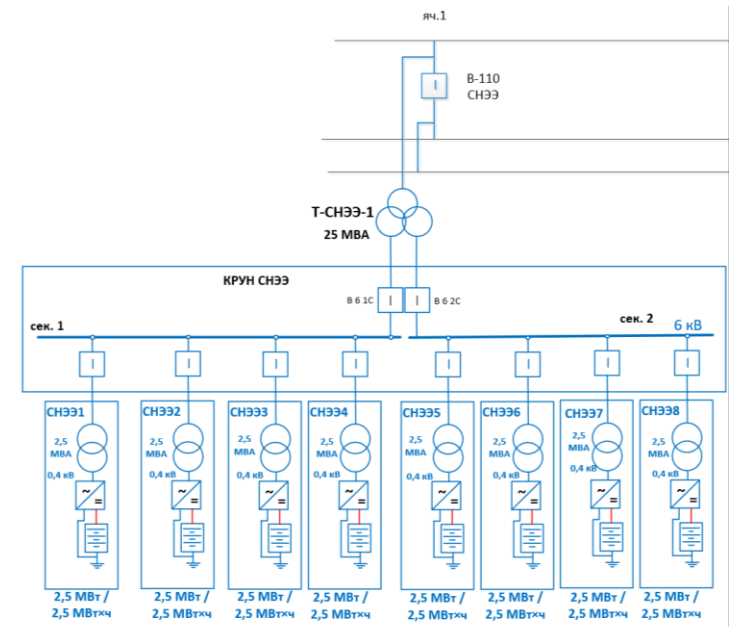


Схема подключения секции РСНЭЭ на Маяковской ТЭС (20 МВт / 20 МВт·ч)

# РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Рассмотрены

# 261

схемно-режимная  
ситуация (СРС) в

# 7

Режимно-балансовых  
условиях (РБУ) согласно

ГОСТ Р 58670-2019

МУ по проектированию  
развития энергосистем  
(Приказ Минэнерго от  
06.12.2022 №1286)

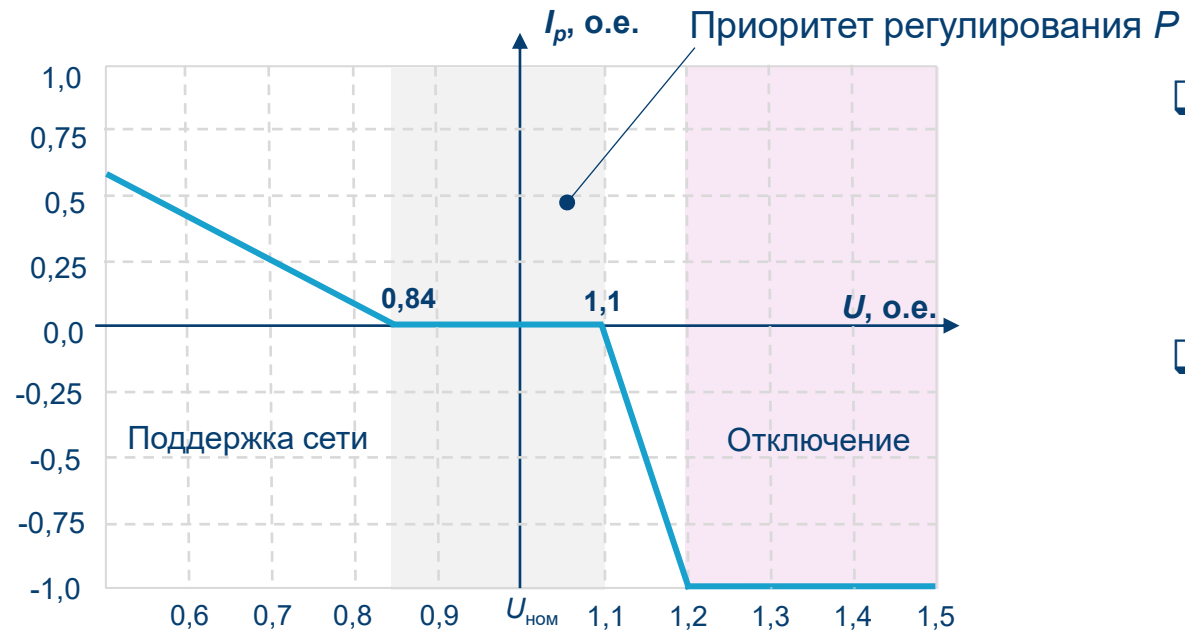
Выявлена возможная перегрузка оборудования в ремонтных схемах после нормативного возмущения:

- ❑ ЗМаксН5 ( $t = -18 \text{ }^\circ\text{C}$ ) – отключение АТ-1(2) ПС 330 кВ Кутузовская при ремонте АТ-2(1) ПС 330 кВ Кутузовская – перегрузка КВЛ 110 кВ Береговая – О-30 Московская с отпайкой на ПС Ялтинская на 7,3%,
  - ❑ ЗМинН5 ( $t = -18 \text{ }^\circ\text{C}$ ) Отключение ВЛ 110 кВ Талаховская ТЭС – Черняховск с отпайками и ВЛ 110 кВ Советск-330 – О-6 Неман (Л-103),
- а также в 40 СРС при разных РБУ.

Перегрузка ВЛ и оборудования **ликвидируется путем реализации схемно-режимных мероприятий** с увеличением генерации отдельных электростанций Калининградской энергосистемы.

Внедрение РСНЭЭ не создает угрозы перегрузки оборудования, замена оборудования не требуется.

# ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ



- Изменение реактивной мощности от 0 до 20 Мвар приводят к изменению напряжения на шинах 110 кВ на 0,6 кВ
- Следовательно регулирование напряжения с использованием секций РСНЭЭ является малоэффективным и имеет вспомогательное назначение

Тем не менее, РСНЭЭ должна иметь функцию регулирования напряжения по статизму и сохранять свою работоспособность в пределах определенной ВСХ (LVRT) и поддерживать сеть по реактивной мощности при отклонениях напряжения за пределы от  $0,84 U_{\text{НОМ}}$  до  $1,1 U_{\text{НОМ}}$

# РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА И АНАЛИЗА ТКЗ

## Расчет уровня $I_{(3)}$ и $I_{(1)}$ в максимальном режиме:

- ❑ Наибольшее снижение ТКЗ фиксируется на шинах Маяковской и Талаховской ТЭС в режимах с полным или частичным остановом ГТУ
  - от 17 до 39% при  $I_{(3)}$ ,
  - от 22 до 46% при  $I_{(1)}$
- ❑ На остальных электростанциях АО «Интер РАО Электрогенерация» ТКЗ снижаются на величину:
  - от 0,04 до 9% при  $I_{(3)}$ ,
  - от 0,02 до 12% при  $I_{(1)}$ .

## Принятые допущения:

- ❑ для определения максимального уровня ТКЗ принято, что уровень подпитки РСНЭЭ составляет  $I_{ном}$

**Причина снижения ТКЗ** – замещение ГТУ МТЭС и ТТЭС секциями РСНЭЭ со значительно меньшим уровнем подпитки ТКЗ (принято значение  $I_{ном}$ )

## ТКЗ в схеме питания собственных нужд:

- ❑ увеличение  $I_{(3)}$  и  $I_{(2)}$  на величину не более 10% на Калининградской ТЭЦ-2 и Прегольской ТЭС, определяемую номинальным током секции РСНЭЭ
- ❑ на Маяковской ТЭС и Талаховской ТЭС наблюдается увеличение ТКЗ на величину не более 5%

**Вывод по итогам расчета** – замена коммутационного оборудования в сети 6-330 кВ не требуется



# РАССМОТРЕННЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ВОЗМУЩЕНИЯ ДУ<sup>1</sup>

Максимальный аварийный небаланс, связанные с ОГ или ЭБ ПГУ (II группа возмущений)	
Отключение генераторов и энергоблоков Калининградской ТЭЦ-2 и Прегольской ТЭС	Отключение генераторов Приморской ТЭС, ТТЭС, МТЭС
<p><b>Без РСНЭЭ</b></p> <p>Действие ПА на ОН Калининградской энергосистемы</p>	<p><b>Без РСНЭЭ</b></p> <p>ПРЧ генераторами ТЭС ЭСКАО</p>
<p><b>С РСНЭЭ</b></p> <p>Действие ПА на ОН и разряд РСНЭЭ</p>	<p><b>С РСНЭЭ</b></p> <p>Участие РСНЭЭ в БПРЧ и ВРЧ</p>

# ВЫХОДНАЯ МОЩНОСТЬ РСНЭЭ

Суммарное значение выходной активной мощности РСНЭЭ в момент времени  $t$  может быть определено по формуле:

$$P_{РСНЭЭ}^{\Sigma}(t) = P_{РСНЭЭ}^{ДГ}(t) + P_{РСНЭЭ}^{ПА}(t) + P_{РСНЭЭ}^{ОПРЧ}(t) + P_{РСНЭЭ}^{ВРЧ}(t) + \Delta P_{ДП}^{SOC}(t) \text{ МВт}, \quad (1)$$

где:

$P_{РСНЭЭ}^{ДГ}(t)$  – уставка РСНЭЭ в соответствии с заданным диспетчерским графиком (ДГ), МВт,

$P_{РСНЭЭ}^{ПА}(t)$  – УВ ПА, формируемое ПТК ПА, МВт,

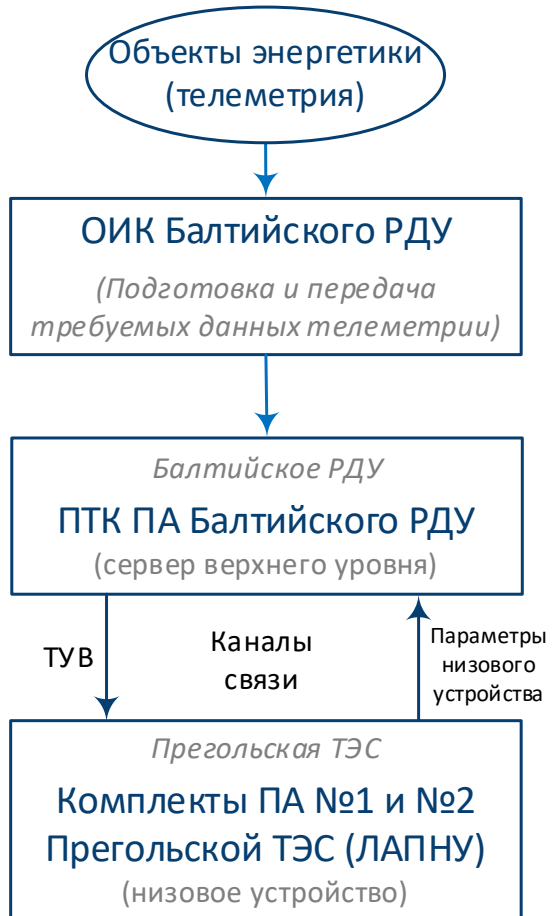
$P_{РСНЭЭ}^{ОПРЧ}(t)$  – коррекция выходной мощности РСНЭЭ при отклонении частоты за пределы мертвой зоны ПРЧ, МВт,

$P_{РСНЭЭ}^{ВРЧ}(t)$  – уставка мощности ВРЧ по команде САЦК РСНЭЭ, САРЧМ или АВРЧМ (в перспективе).

**ВАЖНО!** Уставка  $P_{РСНЭЭ}^{ДГ}(t)$  большую часть времени равна 0 и степень энергосодержания РСНЭЭ поддерживается на целевом уровне

**ВАЖНО!** Подзаряд РСНЭЭ осуществляется с ограниченной скоростью для исключения негативного влияния на эффективность регулирования частоты. Выход на максимальную мощность заряда должен происходить за время не менее 15 мин.

# РАБОТА ПТК ПА В КАЛИНИНГРАДСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ



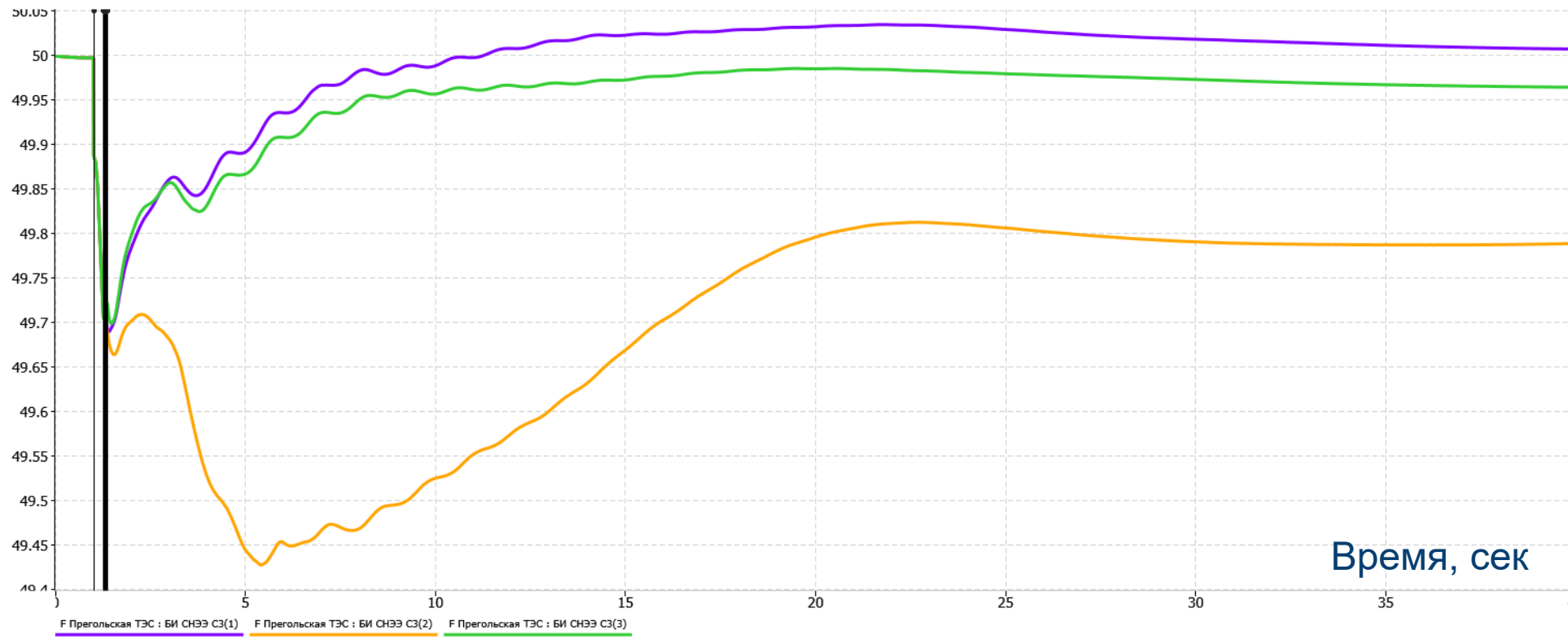
Структурная схема ПТК ПА\*

- ПТК ПА предназначен для предотвращения глубокого снижения частоты при возникновении значительного дефицита активной мощности в условиях изолированной работы
- Учитываются следующие пусковые органы:
  - отключение одного из генераторов Калининградской ТЭЦ-2
  - отключение одного из блоков ПТЭС
  - отключение 2 блоков ПТЭС
  - отключение всех блоков ПТЭС при отключении всех отходящих ВЛ 330 кВ
- ПТК ПА имеет 4 ступени отключения нагрузки (ОН ЭС-1 – ОН ЭС-4 – от 0,04 до 0,16 потребления ЭСКАО).
- Величина УВ определяется как разность между фактической нагрузкой блока(ов) и величиной допустимого небаланса (0,04 полного потребления ЭС). Потребление ЭСКАО определяется по данным телеметрии КТЭЦ-2, ПТЭС, ПримТЭС с учетом коэффициента нагрузки от доли потребления западной части
- Время реализации УВ ОН – 265 мс

**NB!** Разряд РСНЭЭ должен быть включен в перечень УВ наряду с ОН ЭС-1 – ОН ЭС-4. Величина на которую РСНЭЭ должна изменить выходную мощность должна быть определена в процессе расчета УВ

# ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭБ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ТЭЦ-2 (ЗИМНИЙ МАКСИМУМ)

Частота, Гц



Время набора  $P_{\text{НОМ}}$

**100**  
мс

Снижение объема  
ОН на величину до

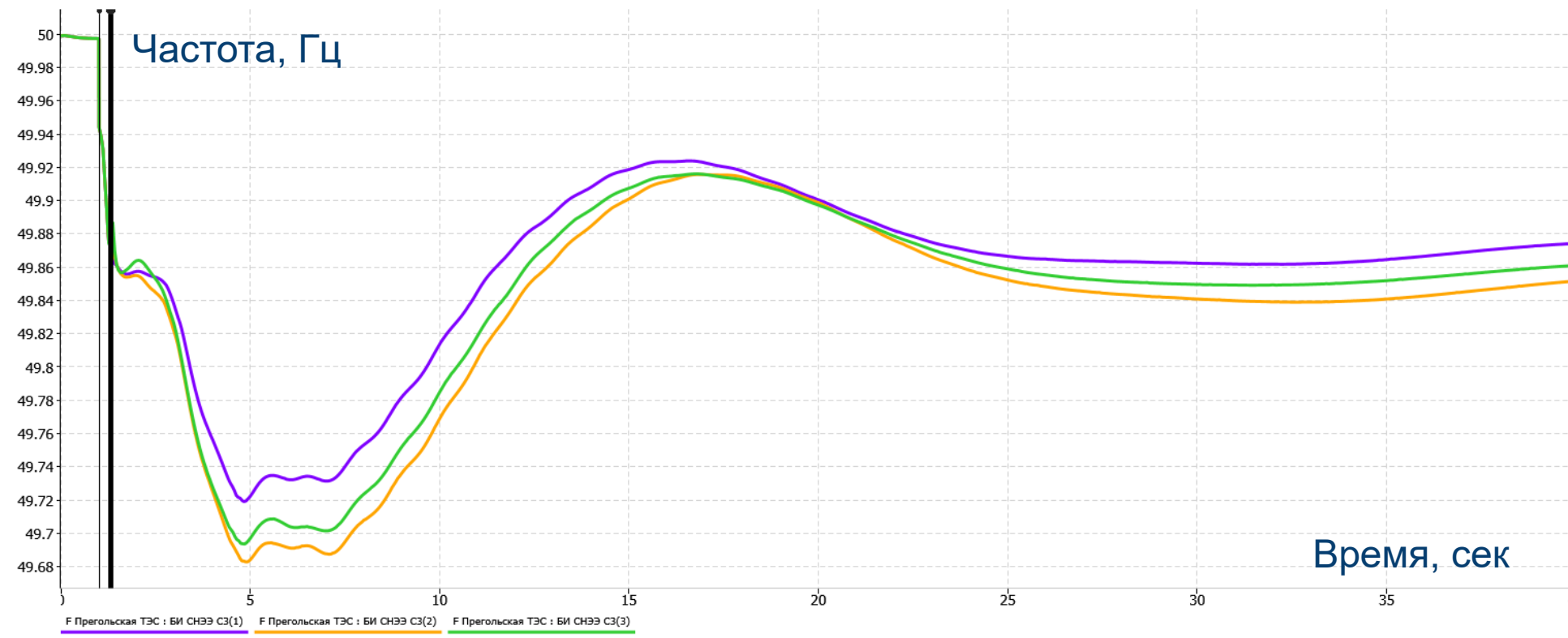
**80**  
МВт

**Фиолетовый** – отключение блока Калининградской ТЭЦ-2 с ОН 224,94 МВт без РСНЭЭ

**Жёлтый** – отключение блока КТЭЦ-2 с ОН 149,74 МВт с РСНЭЭ,  $P_{\text{СНЭЭ}}=40$  МВт,  $dP/dt=400$  МВт/с

**Зелёный** – отключение блока КТЭЦ-2 с ОН 142,32 МВт с РСНЭЭ,  $P_{\text{СНЭЭ}}=80$  МВт,  $dP/dt=800$  МВт/с

# ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭБ ПРЕГОЛЬСКОЙ ТЭС (ЗИМНИЙ МАКСИМУМ)



Исключение ОН  
при мощности  
РСНЭЭ 80 МВт

**Фиолетовый** – отключение блока Прегольской ТЭС с ОН 82,62 МВт без РСНЭЭ

**Жёлтый** – отключение блока Прегольской ТЭС с ОН 40,75 МВт с РСНЭЭ,  $P_{\text{СНЭЭ}}=40$  МВт,  $dP/dt=400$  МВт/с

**Зелёный** – отключение блока Прегольской ТЭС без ОН с РСНЭЭ,  $P_{\text{СНЭЭ}}=80$  МВт,  $dP/dt=800$  МВт/с

# РАССМАТРИВАЕМЫЕ ВАРИАНТЫ УЧАСТИЯ РСНЭЭ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ

Вариант А  
без РСНЭЭ

Вариант Б  
с РСНЭЭ(2 сек)

Вариант В  
с РСНЭЭ(100 мс)

## УВ ПТК ПА

Управляющее  
воздействие

ОН 200 МВт

ОН 130 МВт + РСНЭЭ 80 МВт

ОН 130 МВт + РСНЭЭ 80 МВт

## ОПРЧ (Генераторы/РСНЭЭ)

Мертвая зона

$\pm 0,075$  Гц / –

$\pm 0,075$  Гц /  $\pm 0,05$

$\pm 0,075$  Гц /  $\pm 0,05$

Статизм

5% / –

5% / 1%

5% / 1%

$\Delta P$ , МВт/сек

0,26 / –

0,26 / 40 (2 сек)<sup>1</sup>

0,26 / 800 (100 мс)<sup>2</sup>

$P_{ПРЧ}$ , МВт/сек

$P_{своб}$  / –

$P_{своб}$  / 80 МВт

$P_{своб}$  / 80 МВт

## ВРЧ (Генераторы/РСНЭЭ)

Мертвая зона

$\pm 0,02$  Гц

$\pm 0,02$  Гц

$\pm 0,02$  Гц

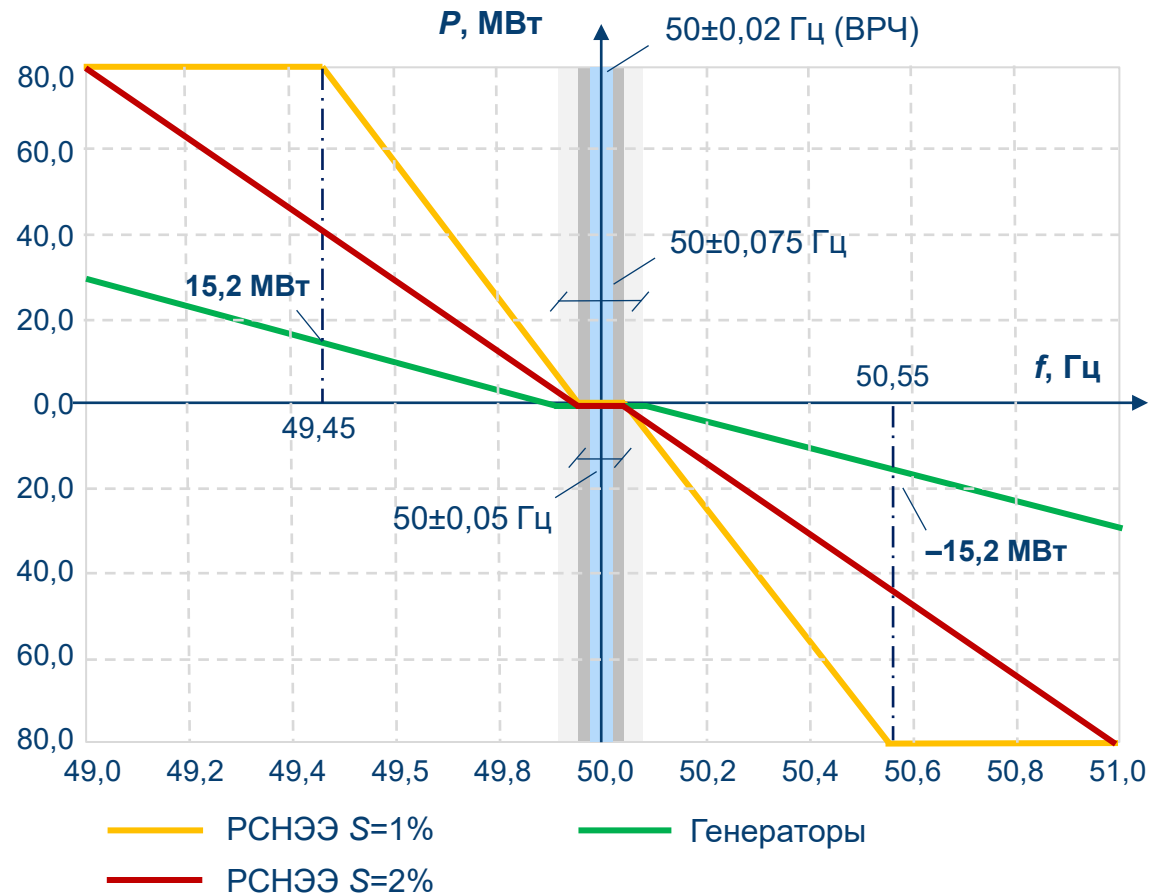
Агрегат ВРЧ

ТТЭС/МТЭС

РСНЭЭ

РСНЭЭ

# ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЧ И ВРЧ



## Характеристики ПРЧ:

### Генераторы

- Мертвая полоса -  $50 \pm 0,075$  Гц
- Статизм – 5%
- ГТУ МТЭС, ТТЭС и ПТЭС – 15,6 МВт/мин

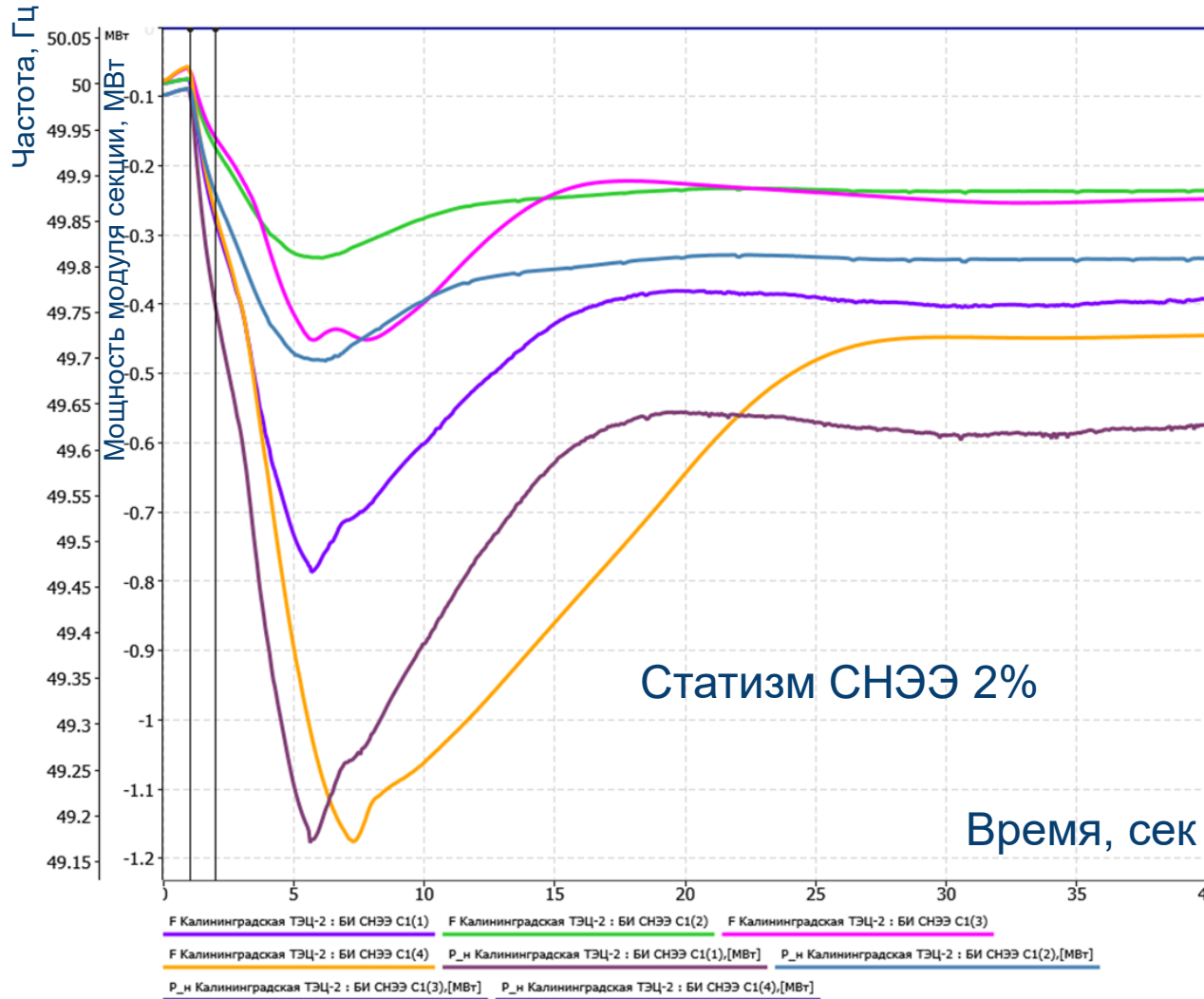
### РСНЭЭ

- Мертвая полоса -  $50 \pm 0,05$  Гц
- Статизм – 1%
- Скорость изменения мощности – 40 МВт/сек (набор  $P_{\text{НОМ}}$  за 2 сек)

## Характеристика ВРЧ:

- Мертвая полоса -  $50 \pm 0,02$  Гц
- Реализуется только у одного объекта генерации (РСНЭЭ/МТЭС/ТТЭС/ПТЭС)
- Централизованное ВРЧ требует создание АВРЧМ

# РАБОТА ОПРЧ СНЭЭ 80 МВТ/80 МВТ·Ч



**Изменение частоты:**

**Без РСНЭЭ**

**Розовый** – отключение блока на Приморской ТЭС (40 МВт)

**Жёлтый** – отключение блока на МТЭС (80 МВт)

**с РСНЭЭ**

**Зелёный** – отключение блока на Приморской ТЭС (40 МВт)

**Фиолетовый** – отключение блока на МТЭС (80 МВт)

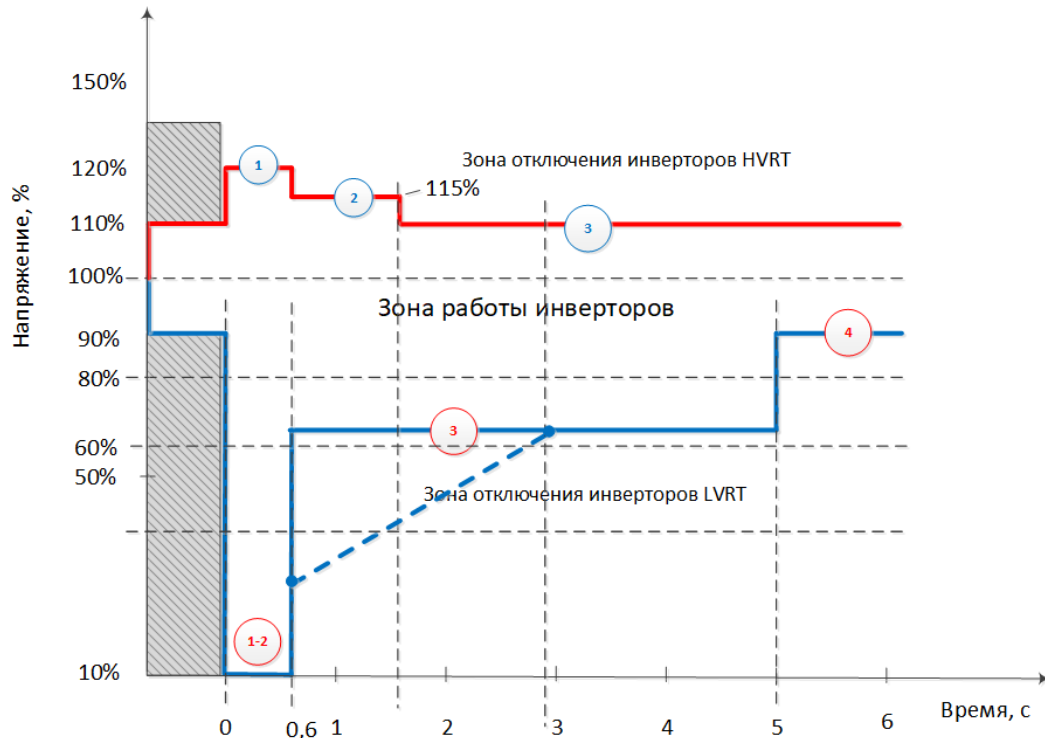
**Изменение мощности модуля РСНЭЭ (2,5 МВт):**

**Голубой** – при отключении блока на Приморской ТЭС (40 МВт)

**Коричневый** – при отключении блока на МТЭС (80 МВт)



# ТРЕБОВАНИЯ К ТРЕБОВАНИЯМ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАБОТОСПОСОБНОСТИ (LVRT, HVRT)



Характеристики LVRT и HVRT

ПВПН – режим прохода через временное перенапряжение  
 ПЧПН – режим прохода через провал напряжения  
 HVRT – High Voltage Ride Through  
 LVRT – Low Voltage Ride Through

## HVRT / ПВПН:

**Зона №1** – наибольшее рабочее напряжение в соответствии с ГОСТ Р 57382 (для сети 6 кВ – 7,2 кВ т.е.  $1,2U_{ном}$ ) с выдержкой не менее **1,0 сек.**

**Зона №2** – обеспечение работы РСНЭЭ при напряжении 1,15 сек. Продолжительностью не менее **1,5 сек.**

**Зона №3** – обеспечение длительной работы РСНЭЭ ( $1,1U_{ном}$ )

## LVRT / ПЧПН / ВСХ<sup>1</sup>:

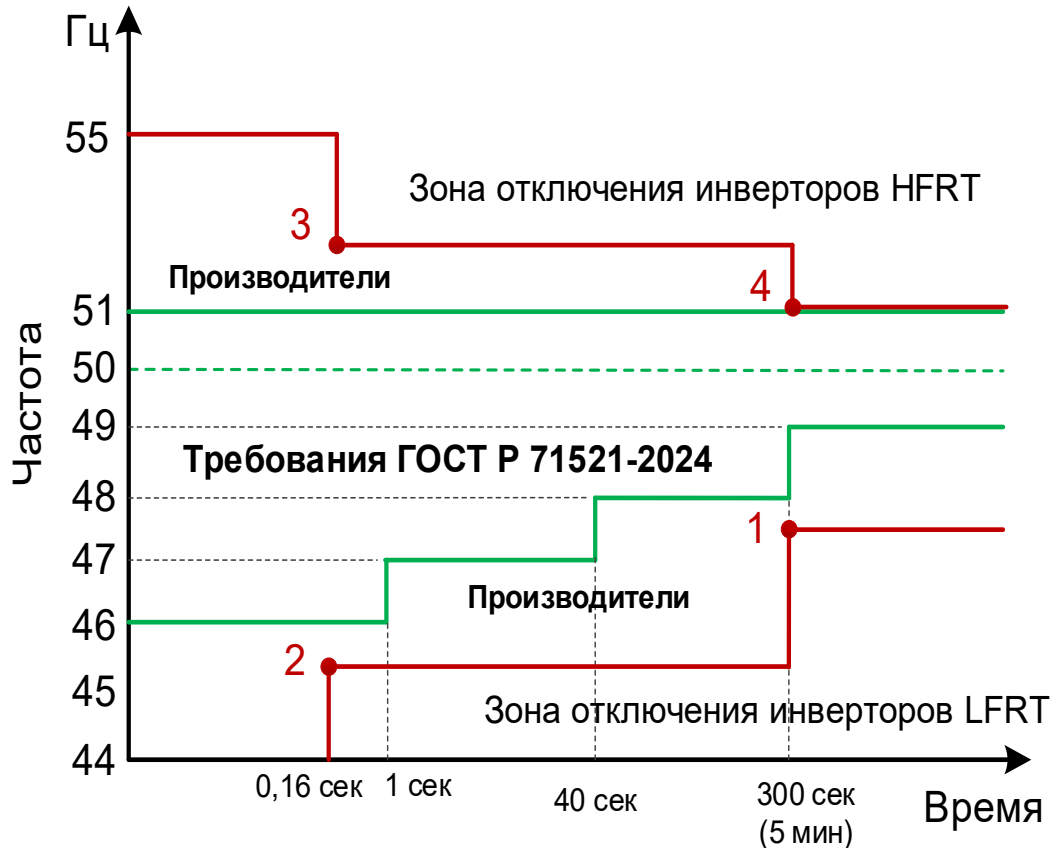
**Зона №1** – параметры определяются наибольшим снижением  $U$  при  $K_{(3)}$  в сети 110-220 кВ или  $K_{(1,1)}$  в сети 330 кВ с отключением основной защитой – **0 %**

**Зона №2** – снижение напряжения при  $K_{(1)}$  в сети 110 кВ и выше – **0% - не менее 0,6 сек**

**Зона №3** – аварийно допустимое отклонение напряжения  $U_{ав.доп} = 1,2 \cdot U_{кр} = 0,84U_{ном}$

**Зона №4** – определяется длительно допустимым отклонением напряжения – рекомендуется принять равным напряжению в зоне №3 -  **$0,84U_{ном}$**

# ТРЕБОВАНИЯ К ДЛИТЕЛЬНОСТИ РАБОТЫ В РАЗЛИЧНЫХ ДИАПАЗОНАХ ЧАСТОТ (LFRT, HFRT)



**Зеленым** цветом обозначены требования, установленные разделом 5 ГОСТ Р 71521-2024<sup>1</sup>

**Бордовым** цветом приведены требования к двунаправленным преобразователям, установленные стандартом IEEE Std 1547™ – 2018<sup>2</sup>

В пределах обозначенной зоны ДП должен:

- Поддерживать синхронизм с внешней сетью
- Продолжать обмен мощностью с энергосистемой без срабатывания РЗА
- Обеспечивать регулирование частоты в рамках БПРЧ, ПРЧ и ВРЧ

Дополнительно ДП должен стабильно функционировать при<sup>2</sup>:

- $RoCoF \leq 5 \text{ Гц/сек}^2$
- Изменения фазы напряжения прямой последовательности на величину<sup>2</sup>  $\leq 25^\circ$

ПВПЧ – режим прохода через временное превышение частоты  
ПЧПН – режим прохода через провал частоты  
HFRT – High Frequency Ride Through  
LVRT – Low Frequency Ride Through

<sup>1</sup>ГОСТ Р 71521-2024 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Технические требования к системам накопления электроэнергии, работающим в составе энергосистемы

<sup>2</sup>IEEE Std 2800™-2022 IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems

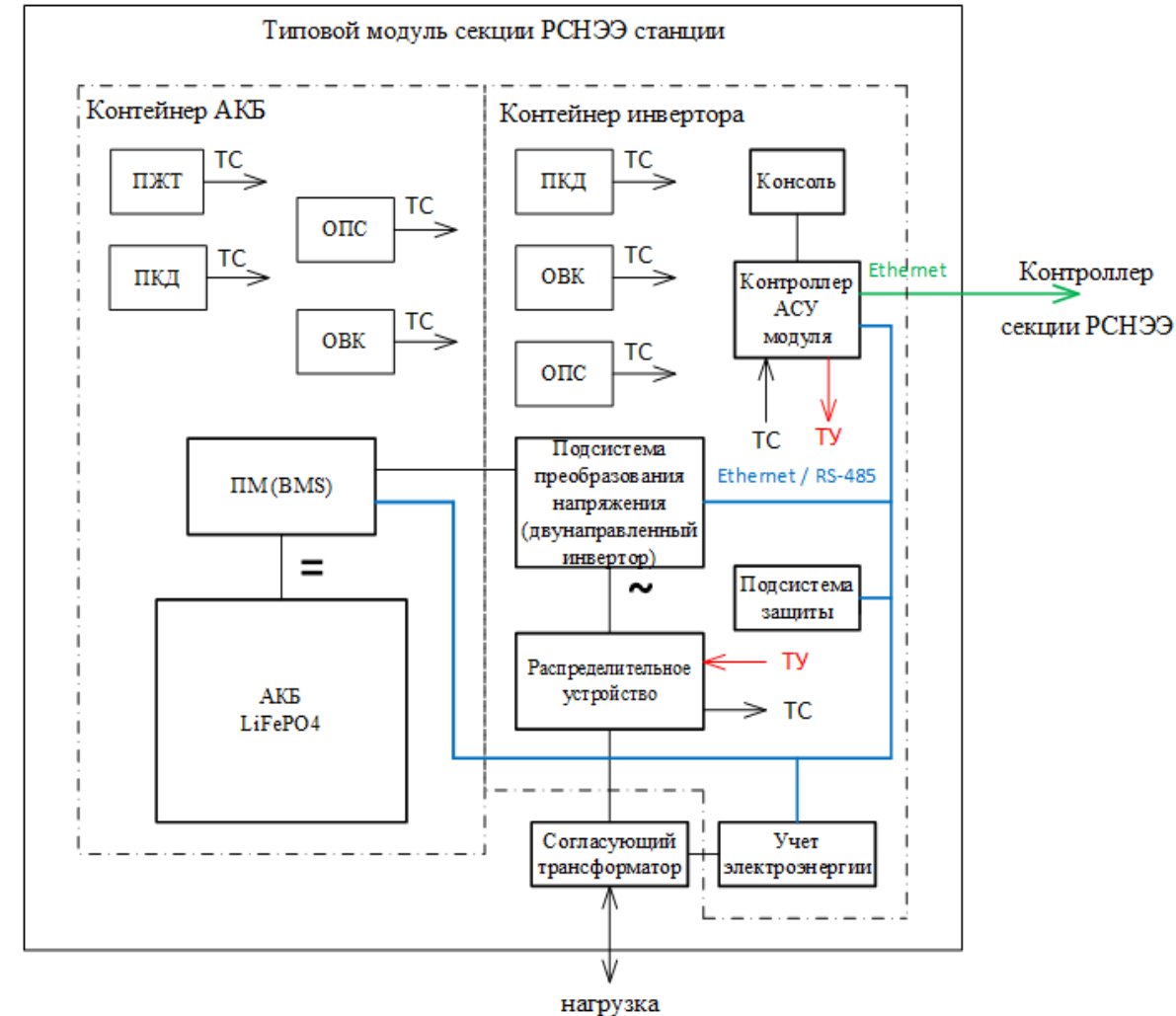
# ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО САЦК РСНЭЭ (1)

□ Для управления работой РСНЭЭ ЭСКАО создается многоуровневая система, которая включает:

- **нижний** уровень - АСУ модуля секции;
- **средний** уровень - АСУ секции РСНЭЭ;
- **верхний** уровень - САЦК РСНЭЭ.

□ По удаленному мониторингу и управлению РСНЭЭ ЭСКАО относится к III категории измерения и управления по ГОСТ Р 58092.3.1-2020

ПЖТ – система пожаротушения  
ПКД – подсистема контроля доступа  
ОВК – отопление, вентиляция и кондиционирование  
ОПС – охранно-пожарная сигнализация

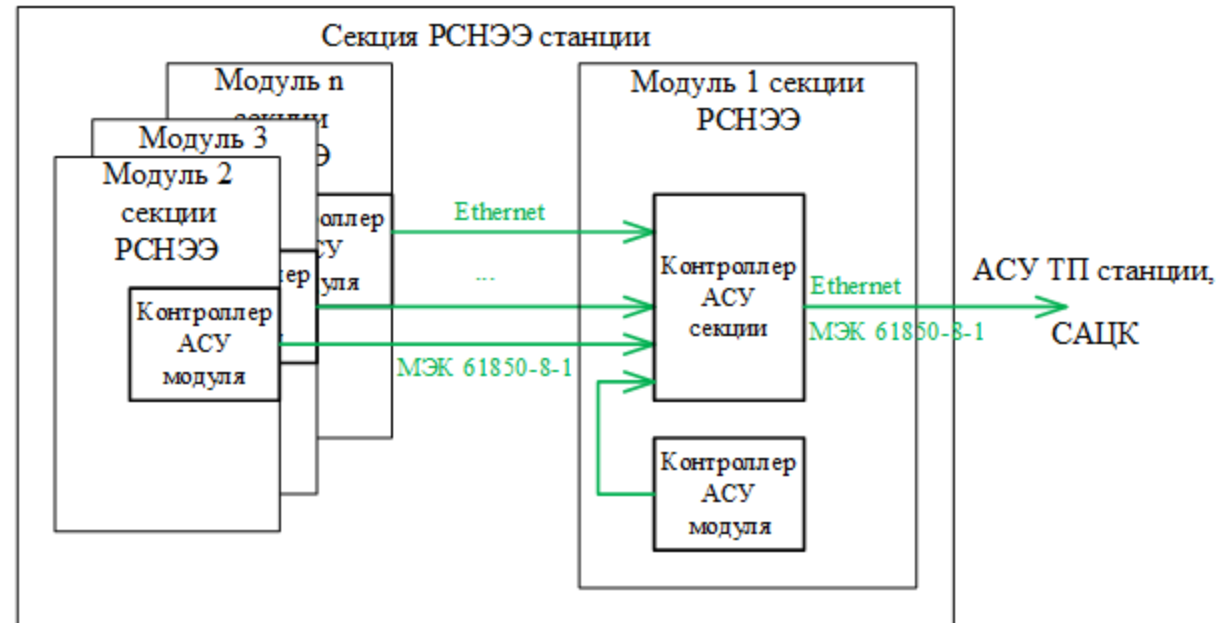


Структурная схема АСУ модуля секции РСНЭЭ

# ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО САЦК РСНЭЭ (2)

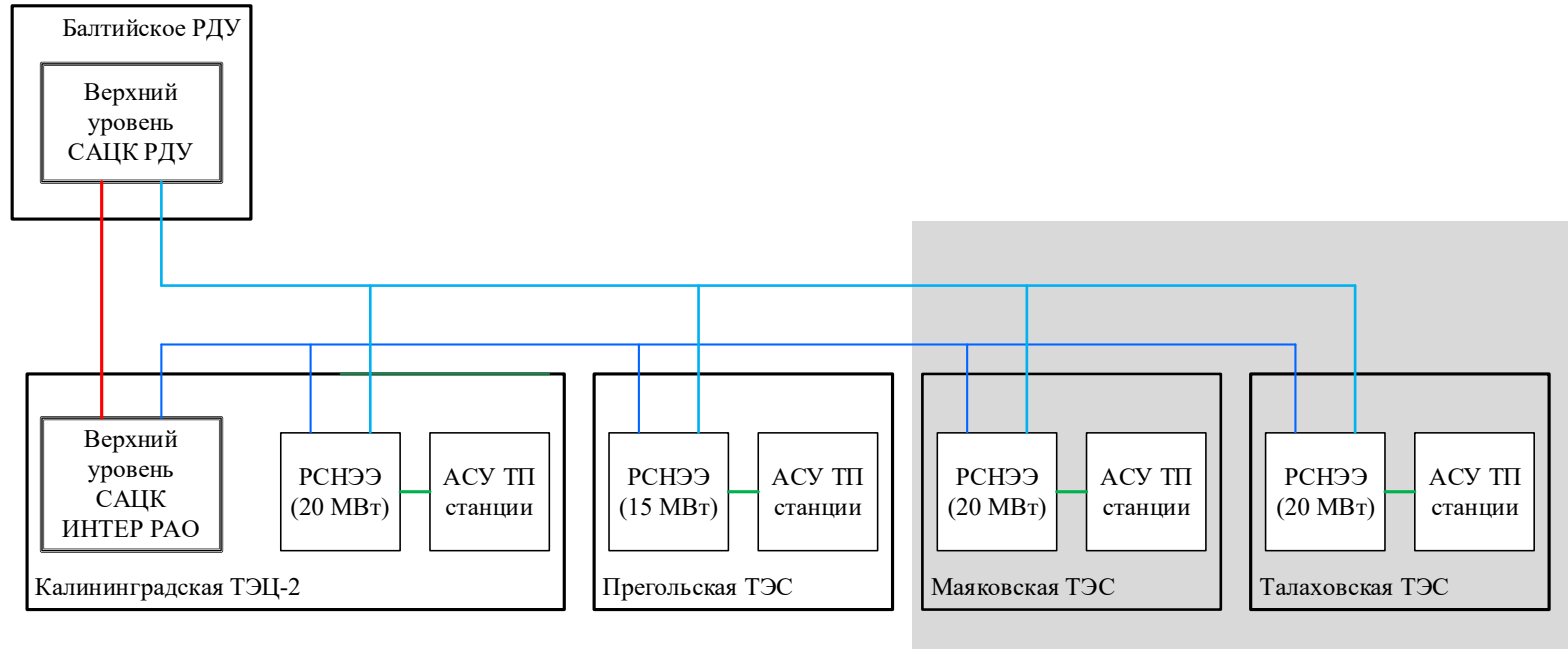
В первом модуле секции дополнительно устанавливается контроллер и создается АСУ секции, которая выполняет следующие основные функции:

- получение оперативных данных о режимах работы каждого модуля;
- контроль текущего состояния каждой секции и формирование сводной информации о состоянии секции;
- передача полученной от секций информации в
  - АСУ ТП станции;
  - САЦК ИНТЕР РАО;
  - САЦК Балтийского РДУ;
- прием команд от САЦК и АСУ ТП станции и их трансляция в контроллеры секции.



Структурная схема АСУ секции РСНЭЭ

# СХЕМА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ САЦК РСНЭЭ



Структурная схема АСУ секции РСНЭЭ

В ЭСКАО для использования РСНЭЭ создаются два верхних уровня САЦК:

- **САЦК уровня ИНТЕР РАО**, предназначенный для контроля и управления работой РСНЭЭ, каждой его секции и модуля
- **САЦК уровня Балтийского РДУ**, предназначенный для управления работой РСНЭЭ

# СХЕМА УЧАСТИЯ РСНЭЭ ВО ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

## Первичное регулирование частоты

- Прием от СОДУ настроек ПРЧ
- Мониторинг ПРЧ
- Контроль и поддержание резервов мощности

## Вторичное регулирование частоты

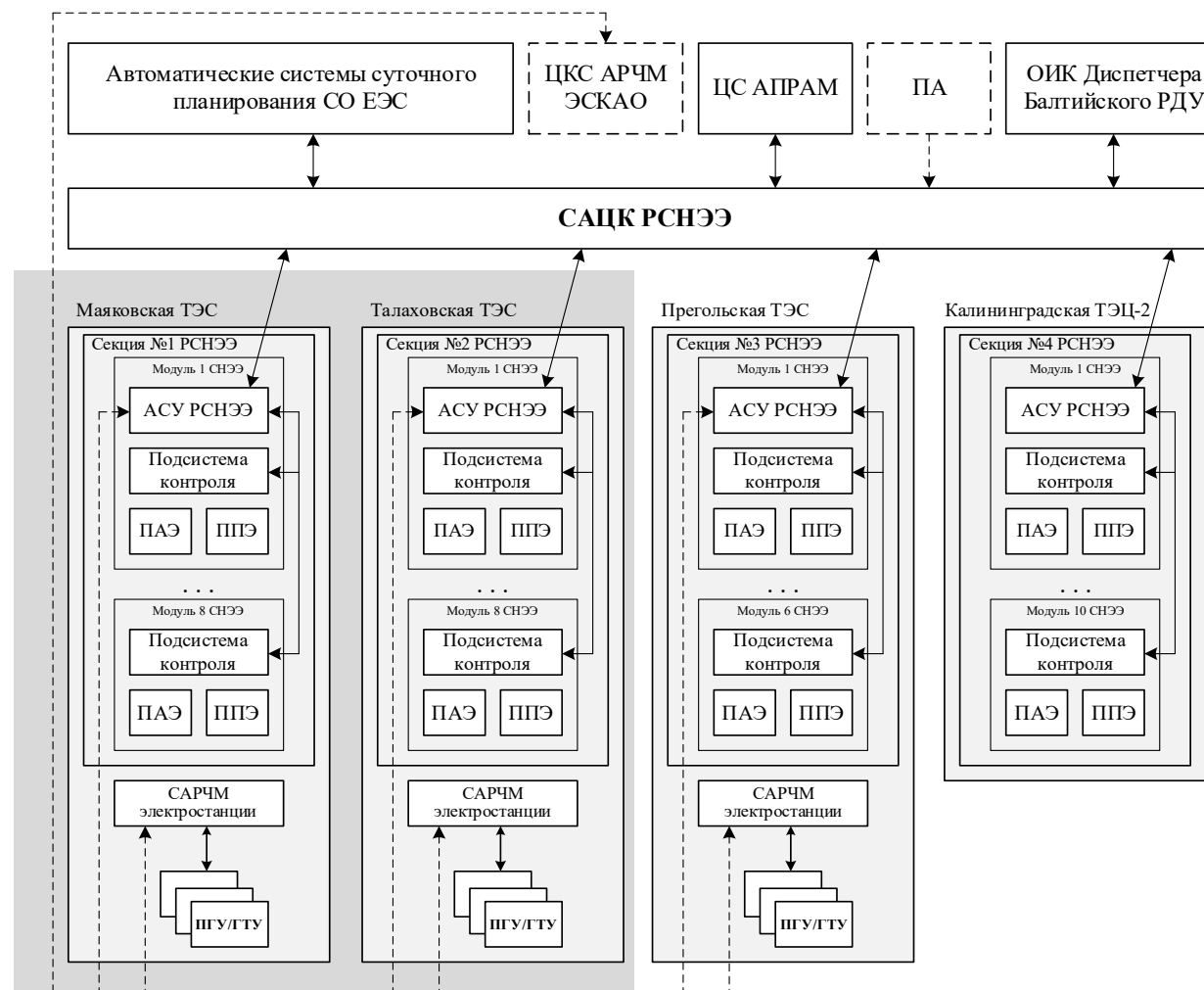
- Прием от СОДУ настроек ВПЧ
- Функции САРЧМ
- Контроль и поддержание резервов ВРЧ
- Взаимодействие с ЦС АПРАМ

## Третичное регулирование частоты

- получение от ЦС АПРАМ значений третичного резерва для РСНЭЭ;
- оценка достаточной энергоемкости секций РСНЭЭ;
- передача команд управления секциям РСНЭЭ и контроль их выполнения.

## Прочие функции (регулирование $U/Q$ )

- задание настроек регулирования



Примечание:

↔ Передача ТИ, ТС и ТУ

⋯

⋯ Необходимость и объем интеграции определяются на этапе проектирования

# ВЫВОДЫ(1)

- ❑ На базе требований к объемам РВР и РТР Калининградской энергосистемы определены балансы активной мощности в изолированном режиме работы и выполнена оценка влияния номинальной мощности РСНЭЭ на сокращение числа часов горения ГТУ Талаховской ТЭС и Маяковской ТЭС,:
  - при использовании методики расчета РВР и РТР, регламентированной приказом от 15 октября 2018 г. N 882 Минэнерго РФ, приемлемое снижение темпа наработки число часов горения ГТУ МТЭС и ТТЭС достигается при установленной мощности РСНЭЭ 80 МВт
  - по фактическим принятым правилам определения РВР и РТР приемлемое снижение числа часов горения указанных ГТУ достигается уже при установленной мощности РНСЭЭ 40 МВт
- ❑ Определены значения требуемой энергоемкости для выполнения функций ПРЧ и ВРЧ при номинальной мощности 40 МВт и 80 МВт – 24 МВт·ч и 48 МВт·ч соответственно
- ❑ Предложено 2 варианта распределенного размещения СНЭЭ – **80 МВт/80 МВт·ч** и **40 МВт/40 МВт·ч**. Централизованный вариант размещения СНЭЭ исключен из рассмотрения из-за незначительных отличий в капиталовложениях ( $\approx$  РСНЭЭ)
- ❑ Разработаны схемы подключения секций РСНЭЭ к электростанциям АО «Интер РАО Электрогенерация»:
  - **РСНЭЭ 80 МВт / 80 МВт·ч** – Талаховская и Маяковская ТЭС (**20 МВт/20 МВт·ч**) – отдельный трансформатор 110/6, Калининградская ТЭЦ-2 (**25 МВт/25 МВт·ч**), Прегольская ТЭС (**15 МВт/15 МВт·ч**) – через существующие РТСН
  - **РСНЭЭ 40 МВт / 40 МВт·ч** – аналогично предыдущему варианту без Маяковской и Талаховской

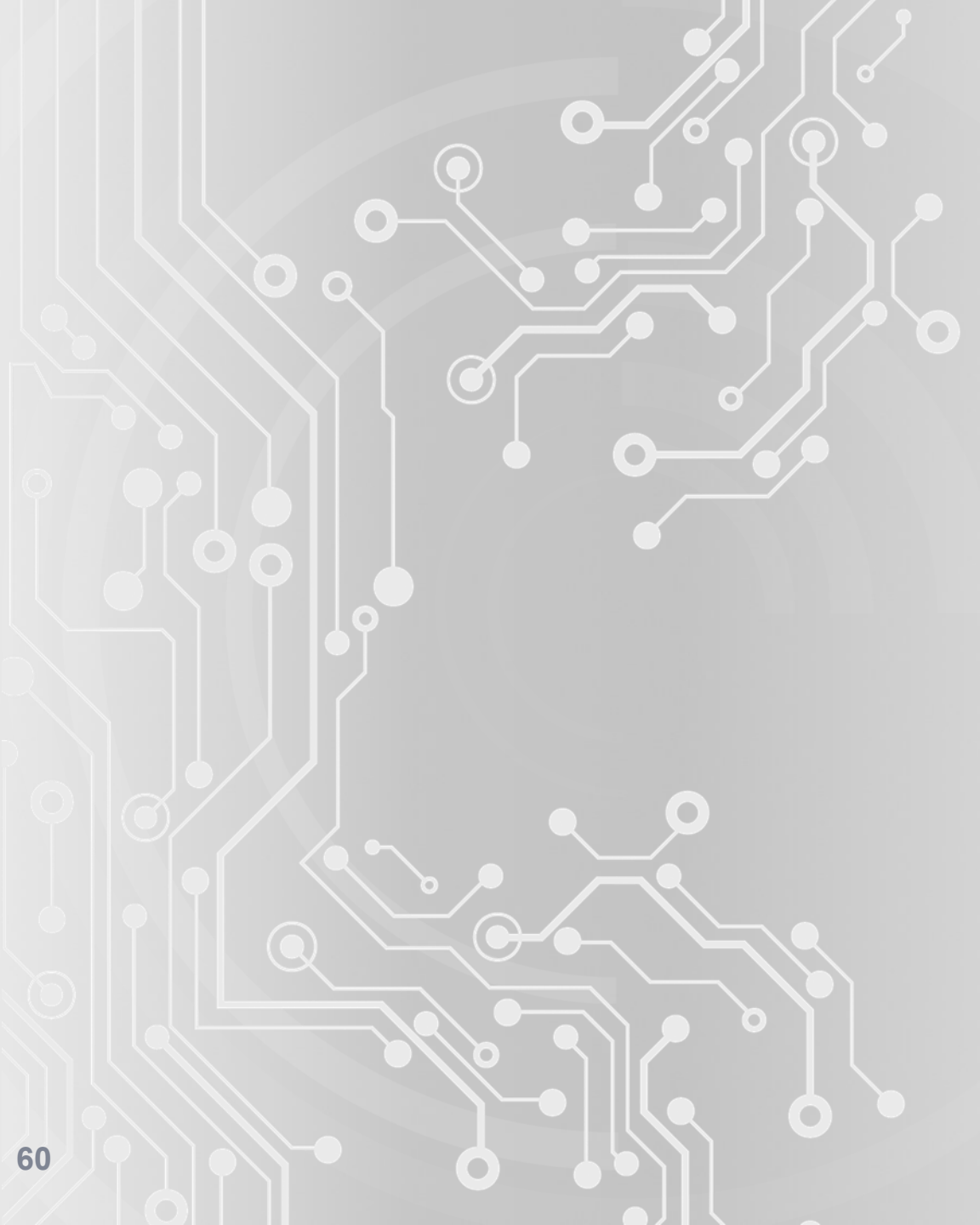
## ВЫВОДЫ(2)

- В ПК RastrWin3 разработана математическая модель РСНЭЭ, обеспечивающая расчет установившихся режимов, ТКЗ и динамической устойчивости. Данная модель позволяет сформировать требования к САУ двунаправленного преобразователя РСНЭЭ. При дальнейшем расчете схем выдачи мощности должна быть учтена математическая модель САУ конкретного ДП
- Результаты расчета УР показывают, что внедрение РСНЭЭ не приводит к перегрузке ЛЭП и оборудования в рассматриваемых СРС при заданных РБУ в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019. Все возможные перегрузки ЛЭП и оборудования ликвидируются схемно-режимными мероприятиями.
- Результаты расчетов ТКЗ показывают, что внедрение РСНЭЭ приводит к снижению ТКЗ на величину от 0,02 % (Калининградская ТЭЦ-2) до 46 % (Талаховская ТЭС и Маяковская ТЭС), что связано с остановом в резерв ГТУ Талаховской и Маяковской ТЭС и замещением их РСНЭЭ, чей вклад в токи КЗ ограничивается значением, близки к номиналу. Таким образом, внедрение РСНЭЭ не приводит к необходимости замены оборудования на объектах энергосистемы.
- Определены параметры вольт-секундной характеристики (BCX/LVRT) на основе расчета ТКЗ и требований ГОСТ Р 71521-2024
- РСНЭЭ обеспечивает дополнение УВ ПТК ПА, позволяя заместить (сократить) объемы УВ на отключение нагрузки на величину до 80 МВт. Кроме того, дополнительная ступень УВ, предоставляемая РСНЭЭ, имеет недискретный характер, что позволяет гибко подбирать необходимый объем УВ, снижая избыточность ОН.



# ВЫВОДЫ(3)

- Высокое быстродействие РСНЭЭ позволяет повысить эффективность ОПРЧ, что достигается за счет быстрого достижения требуемой согласно заданному статизму первичной мощности и возможностью задания более низких процентов статизма - порядка 1-2%
- Проведенное техническое обследование и анализ процессов холодного пуска ГТУ Талаховской ТЭС, Маяковской ТЭС, а также работы ЧДА на Прегольской ТЭС и Калининградской ТЭЦ-2 позволили сделать вывод, что применение РСНЭЭ в качестве независимых резервных источников для поддержки питания особо ответственных потребителей электрической энергии ТЭС и запуска энергосистемы «с нуля» нецелесообразны из-за незначительного сокращения времени запуска электростанций "с нуля" и несоразмерных эффекту затратам на присоединение РСНЭЭ к шинам собственных нужд 6 кВ на этих электростанциях
- Двухнаправленные преобразователи РСНЭЭ должны работать в режиме источника тока с возможной модернизацией с целью поддержки режима источника напряжения (при увеличении доли ВИЭ)
- Разработаны технические решения в отношении САЦК РСНЭЭ, обеспечивающей выполнение функции ВРЧ со стороны РСНЭЭ и контроль ее технического состояния. Данная система в перспективе может быть расширена до АВРЧМ (ЦКС АРЧ) с целью обеспечения эффективного участия в автоматическом вторичном регулировании частоты всех объектов генерации (на данный момент в АРЧ может принимать участие только один объект генерации: либо одна электростанция МТЭС или ТТЭС; или один из блоков Прегольской ТЭС)



# **ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ РСНЭЭ**

**Анализ мирового опыта**

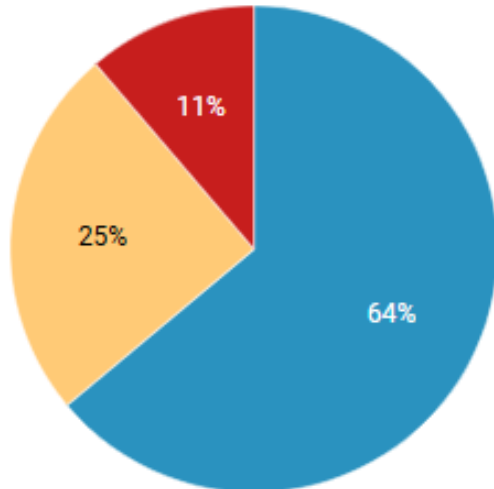
**Технико-экономическое обоснование**

**Разработка финансово-экономической модели**

**Анализ результатов**

# АНАЛИЗ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МИРОВЫХ ПРОЕКТОВ

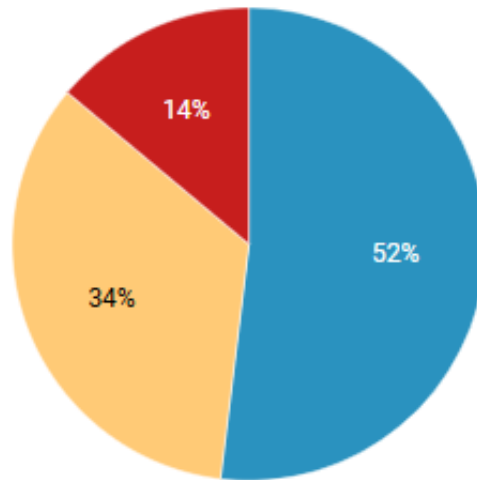
**Hornsdale Power Reserve (AU)<sup>1</sup>**  
150 МВт / 194 МВт·ч



■ Contingency FCAS ■ Regulation FCAS ■ Energy

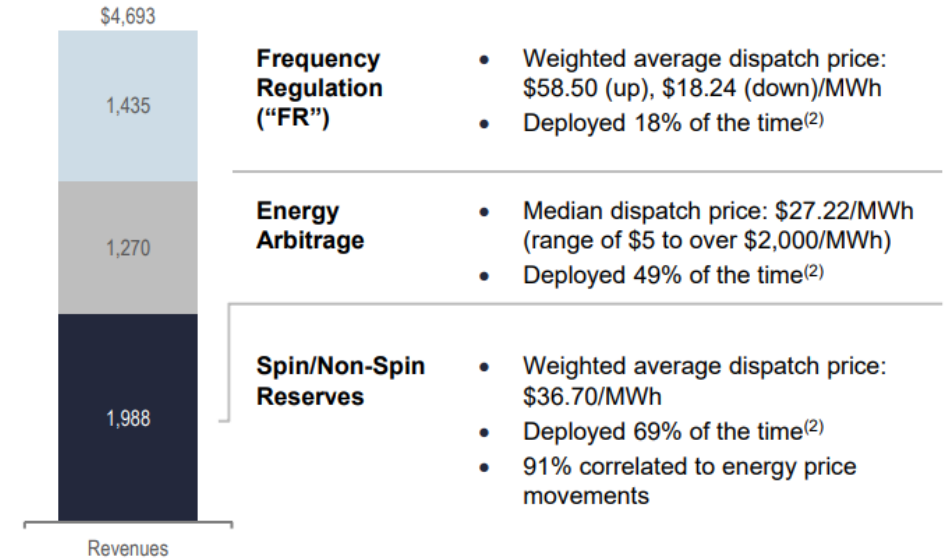
CAPEX – 71,1 млн. \$  
Доход – 19,73 млн. \$ в год  
DPP ≈ 3,2 лет, IRR = 30,65%  
NPV = 119,4 млн. \$ (15 лет)

**Lake Bonney BESS(AU)<sup>2</sup>**  
25 МВт / 52 МВт·ч



CAPEX – 41,5 млн. \$  
Доход – 20,38 млн. \$ в год  
DPP ≈ 4 лет  
Доход за 2 года – 20,3 млн. \$

**ERCOT PV+Storage (US)<sup>3</sup>**  
50 МВт / 200 МВт·ч



**Frequency Regulation ("FR")**

- Weighted average dispatch price: \$58.50 (up), \$18.24 (down)/MWh
- Deployed 18% of the time<sup>(2)</sup>

**Energy Arbitrage**

- Median dispatch price: \$27.22/MWh (range of \$5 to over \$2,000/MWh)
- Deployed 49% of the time<sup>(2)</sup>

**Spin/Non-Spin Reserves**

- Weighted average dispatch price: \$36.70/MWh
- Deployed 69% of the time<sup>(2)</sup>
- 91% correlated to energy price movements

IRR = 29,1%  
Основной доход – первичное и вторичное регулирование частоты

<sup>1</sup>Hornsdale Power Reserve Expansion Project. ARENA Knowledge Sharing: HPRX Market Report. – 2023. – URL:

<https://arena.gov.au/assets/2024/02/Neoen-Hornsdale-Power-Reserve-Upgrade-HPRX-Market-Report.pdf>

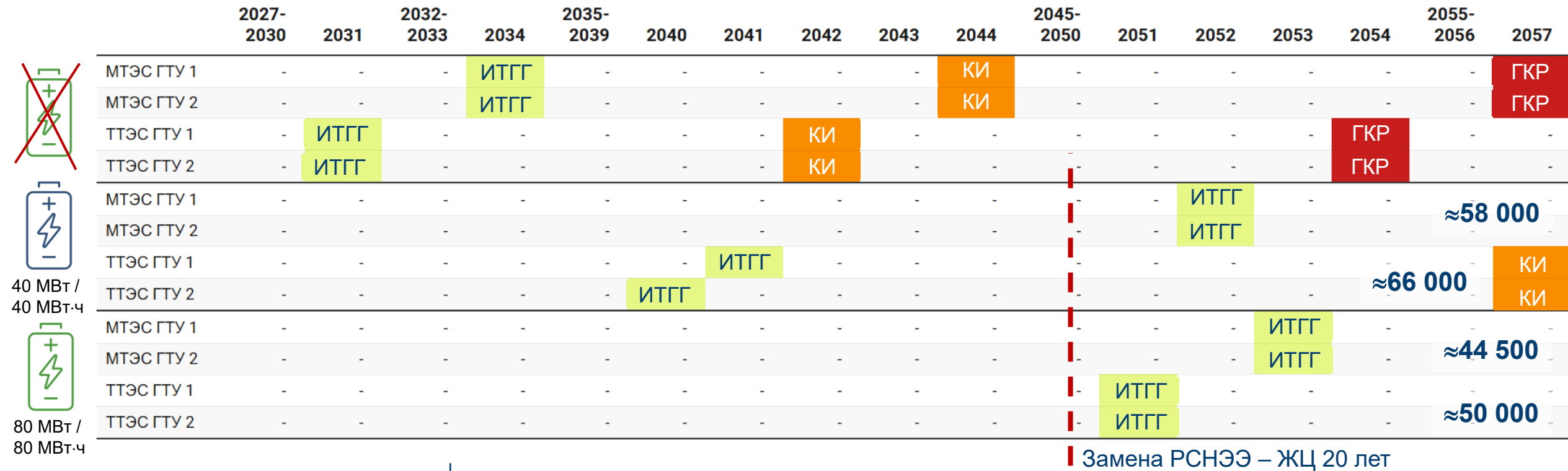
<sup>2</sup>Lake Bonney Battery Energy Storage System. – URL: <https://arena.gov.au/projects/lake-bonney-battery-energy-storage-system/>

<sup>3</sup><https://www.lazard.com/media/42dnsswd/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>

# ДЕНЕЖНЫЕ ПОТОКИ ОТ ВНЕДРЕНИЯ РСНЭЭ

Наименование ДП	Источник ДП	Порядок расчета	Статус ДП	Длительность получения ДП
 <b>ДП1. Смещение ТОиР ГТУ МТЭС и ТТЭС</b>	Продление паркового ресурса и смещение сроков ТОиР ГТУ, следовательно, сокращение объемов суммарных затрат на ТОиР на рассматриваемом горизонте планирования	Сравнение суммарных затрат на ТОиР и замену ГТУ в пределах рассматриваемого горизонта планирования	Определен	На протяжении ЖЦ СНЭЭ
 <b>ДП2. Оптимизация загрузки генерирующего оборудования</b>	1) Перераспределение нагрузки Маяковской и Талаховской ТЭС на Прегольскую ТЭС, имеющую более низкие тарифы на ЭЭ (1500 руб./МВт·ч против 4500 руб./ МВт·ч) 2) Снижение объемов включения ГА Приморской ТЭС для обеспечения резервов третичного регулирования частоты	Формирование графиков нагрузки ТЭС и расчет стоимости поставки ЭЭ в сценариях «без РСНЭЭ» и «с РСНЭЭ»	Не определен	По согласованию с ФАС
 <b>ДП3. Снижение себестоимости производства ЭЭ на Прегольской ТЭС</b>	Снижение себестоимости производства ЭЭ на Прегольской ТЭС из-за увеличения удельной нагрузки ПГУ и соответствующего	Расчет себестоимости ЭЭ с учетом увеличения КПД	Не определен	По согласованию с ФАС

# ДП1. СМЕЩЕНИЕ ТОИР ГТУ МТЭС И ТТЭС

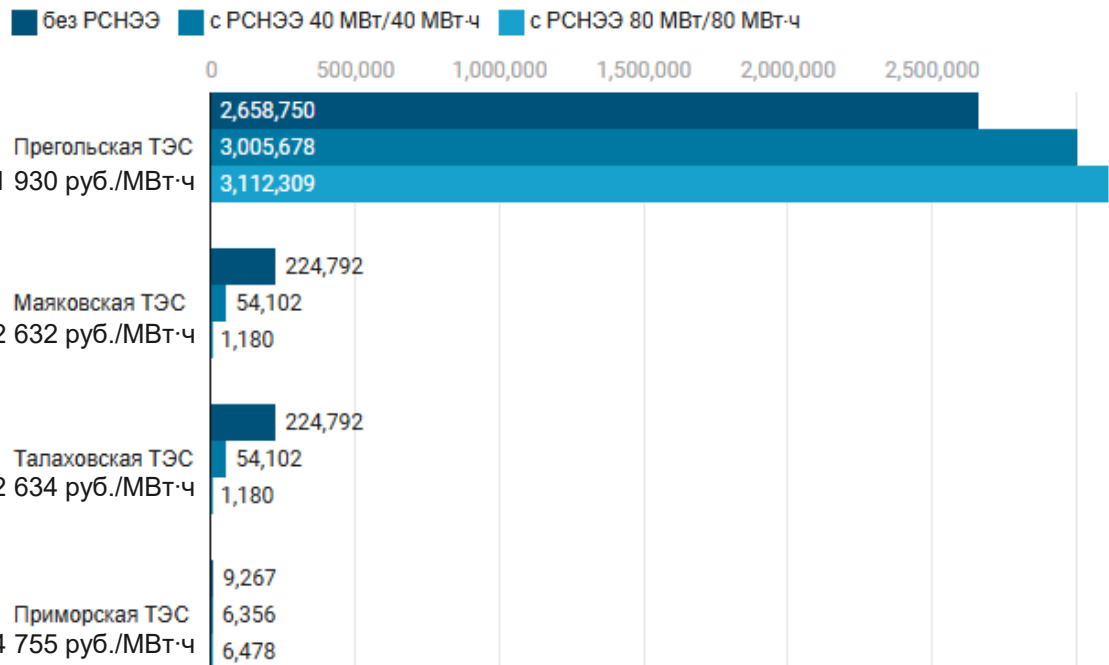


Наименование работ	Время наработки, часов
Инспекция тракта горячих газов (ИТГГ)	32 000
Капитальная инспекция (КИ)	64 000
Капитальный ремонт (ГКР)	100 000

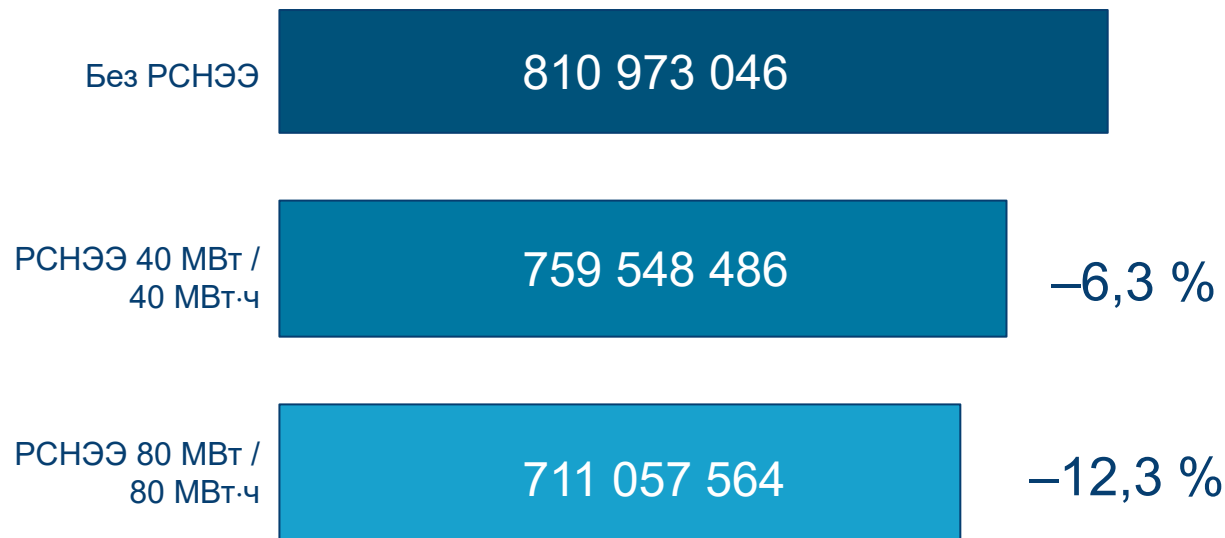
При принятых подходах к расчетам резервов, РСНЭЭ 40 МВт / 40 МВт·ч обеспечивает смещение капитального ремонта на 15 лет

# ДП2.ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАГРУЗКИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

## Объем отпуска электростанций за год, МВт·ч

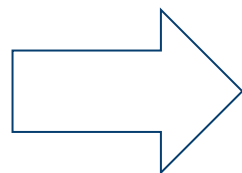


## Расход газа (в год), м³ у.т.



Народно-хозяйственный эффект

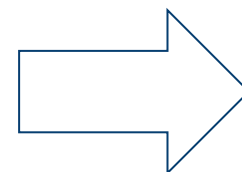
от **200** до **400**  
млн. руб в год



Эффекты для РСНЭЭ

**?**  
млн. руб в год

**не может быть получен<sup>1</sup>**

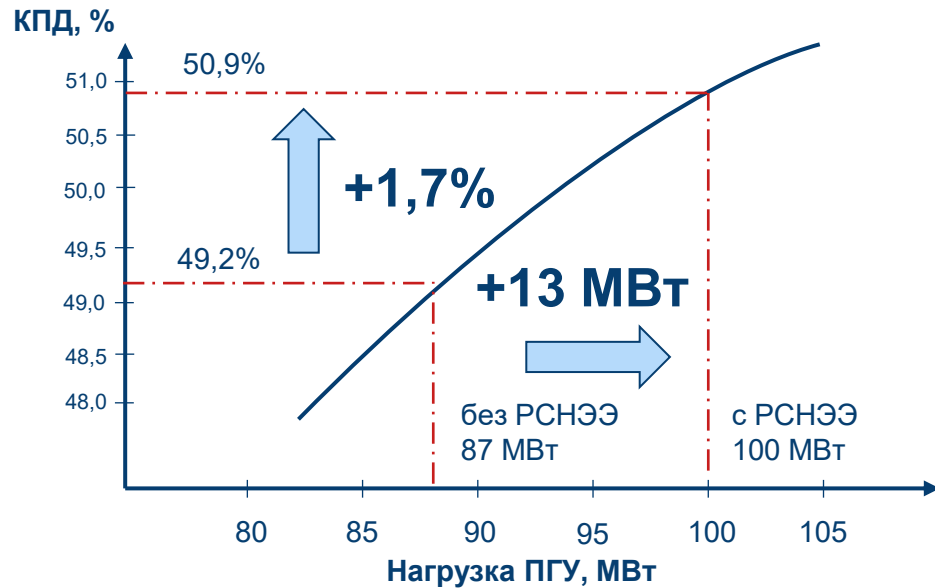


Требуется повышение тарифов<sup>1</sup> на мощность на **2-3%**

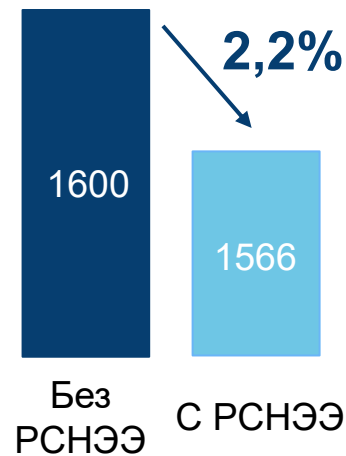
<sup>1</sup>Эффект должен быть получен только после согласования ФАС т.к. иначе может привести к сокращению объемов субсидий, которые сейчас заложены в тариф для Интер РАО для 1ЦЗ

# ДПЗ.СНИЖЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЭ НА ПРЕГОЛЬСКОЙ ТЭС

## КПД ПГУ Прегольской ТЭС (ЭБ №1)



## Себестоимость ЭЭ ПТЭС, руб/МВт·ч



## Эффекты для РСНЭЭ

> 120

млн. руб в год

При существующей методике ежегодной компенсации отклонений плановой и фактической выручки от реализации электроэнергии эффект **не может быть получен**

## Для реализации эффекта требуется:

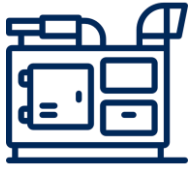
Перейти на методику долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, устанавливаемую

Приказом ФАС от 27.06.2022 № 479/22

п. 15 Приложения к приказу ФАС

«период сохранения экономии от мероприятий по энергосбережению равен сроку окупаемости указанных мероприятий, увеличенному на 2 года»

# ПРОЧИЕ ЭФФЕКТЫ ОТ ВНЕДРЕНИЯ РСНЭЭ



**Повышение надежности** теплоснабжения г. Калининград, сокращение влияния электрического режима на тепловой режим станции за счет загрузки генераторов Калининградской ТЭЦ-2 в период минимума нагрузки



**Продление срока службы** генераторов электростанций Калининградской энергосистемы за счет разгрузки генераторов по реактивной мощности в минимальных режимах



**Повышение эффективности ВИЭ (в перспективе)** в условиях увеличения стимулов к их развитию (геополитические факторы → сложности с логистикой газа и угля)



**Рост экономической активности (на примере HPR)<sup>1</sup>:**  
**в регионе** – в объеме  $2 \times \text{CAPEX РСНЭЭ} + 0,25 \times \text{CAPEX}$  ежегодно  
**всего** – в объеме  $4 \times \text{CAPEX РСНЭЭ} + 0,3 \times \text{CAPEX}$  ежегодно



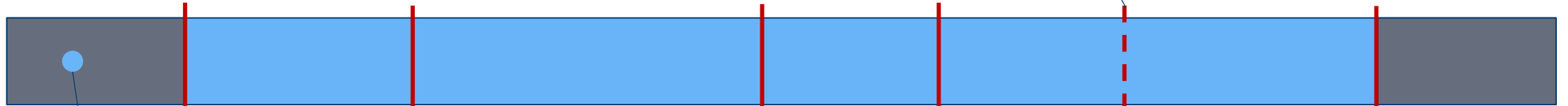
**Стимулирование развития** систем накопления электрической энергии, в т.ч. силовой электроники в Российской Федерации



# КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ (С НДС) – 80 МВт/80 МВт·ч

Удельная стоимость, \$/кВт

Субсидия на отечественные компоненты<sup>2</sup>



490

597

755

864,1

911,8

1085

1131,2

Латвия<sup>1</sup>  
(200 МВт /  
200 МВт·ч)

Принятая средняя  
цена

Hornsdale Power Reserve  
(100 МВт / 129 МВт·ч) - AU

Lake Bonney Battery  
Energy Storage System  
(25 МВт / 52 МВт·ч) - AU

WindCharger (10 МВт / 20 МВт·ч) - CA

Port of Tyne (35 МВт / 35 МВт·ч) - UK



+

Отечественные ДП  
и АКБ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ

от 26 февраля 2024 года № 131

Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства

СБОРНИК УКРУПНЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТОИМОСТИ  
СТРОИТЕЛЬСТВА (РЕКОНСТРУКЦИИ) ПОДСТАНЦИЙ И ЛИНИЙ  
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДЛЯ НУЖД ПАО «РОССЕТИ»

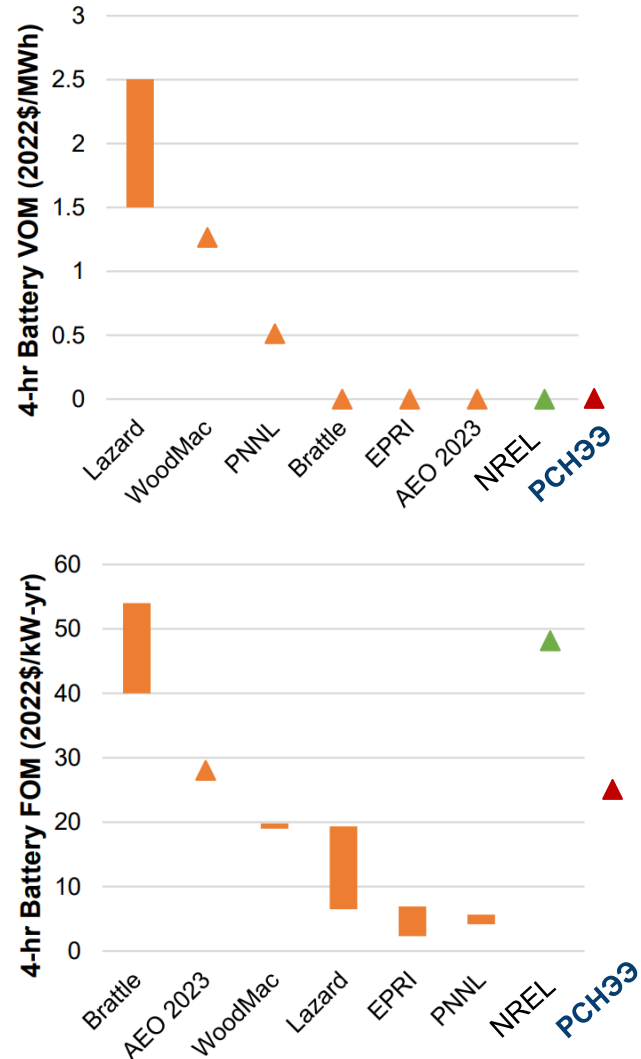
Вариант 1 – Прогноз  
NREL на 2027 год

Вариант 2 – Подобные  
проекты

Вариант 3 – Замена  
стоимости ДП и АКБ на  
отечественные

Вариант 4 – УНЦ +  
Отечественные ДП и АКБ

# ОПЕРАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ (ОРЕХ)



- ❑ В расчетах принято, что операционные затраты составляют 2,5% (23,5 \$/кВт) от затрат на строительство РСНЭЭ согласно данным NREL<sup>1</sup>.
- ❑ При этом операционные затраты являются постоянными и не зависят от объема поглощенной энергии.
- ❑ В операционные затраты заложены ЗИП на обеспечение гарантированной работоспособности СНЭЭ на протяжении всего срока службы (20 лет).
- ❑ В расчетах принято, что операционные затраты изменяются согласно пессимистичному прогнозу цен на крупномасштабные СНЭЭ (снижение на 26 % к 2047 году)
- ❑ Эффективность преобразования (round-trip efficiency) принята на уровне 85%

# ВЫВОДЫ (1)

- В зарубежных проектах (Австралия, США) основным доходом для крупномасштабных СНЭЭ является участие в рынке системных услуг по регулированию частоты (до 90% дохода). При этом проекты имеют хорошую окупаемость (до 5 лет) и внутреннюю норму доходности (IRR) около 25-30%
- Капитальные затраты на строительство РСНЭЭ находятся в диапазоне от **450\$/кВт** до **1131,2 \$/кВт**, применение отечественных компонентов приводит к росту капитальных затрат, однако стимулирует развитие отечественного производителя и способствует появлению высокотехнологичных рабочих мест
- Основным эффектом внедрения РСНЭЭ (ДП1) является смещение жизненного цикла ГТУ вправо со смещением капитальной инспекции на величину от 14 лет (РСНЭЭ 40 МВт / 40 МВт·ч). На горизонте 30 лет наработка часов горения сокращается с 100 000 часов до 58 000 – 66 000 часов (40 МВт/40 МВт·ч) и до 44 500 – 50 000 часов (80 МВт/80 МВт·ч)
- Денежные потоки, связанные с оптимизацией структуры отпуска электроэнергии с шин электростанций Заказчика (ДП2) и снижением себестоимости производства электроэнергии на этих электростанциях (ДП3) не могут быть получены на данный момент. Для их получения требуется отступление от использования принятой Заказчиком методики долгосрочной индексации необходимой валовой выручки (Приказ ФАС от 27.06.2022 № 479/22) и создания дополнительного механизма получения дохода, связанного с возникновением народнохозяйственного эффекта, вызванного инвестициями Заказчика в РСНЭЭ (например, путем внесения добавок в тариф на мощность электростанций Заказчика)

## ВЫВОДЫ (2)

- Наряду с эффектами продления ЖЦ ГТУ, оптимизации структуры отпуска с шин и себестоимости выработки электроэнергии на электростанциях, РСНЭЭ при незначительном увеличении установленной энергоемкости позволяет исключить необходимость отключения энергоблоков Калининградской ТЭЦ-2 при прохождении минимума нагрузки и продлить сроки службы генераторов за счет их разгрузки по реактивной мощности в часы минимальных нагрузок энергосистемы
- В перспективе РСНЭЭ может быть использована для поддержки ускоренного развития ВИЭ в регионе, эффективность которого возрастает в связи с усложнением логистики и удорожанием топливоснабжения электростанций, работающих на органическом топливе
- Внедрение РСНЭЭ будет сопряжено с социально-экономическими эффектами – стимулирование экономики региона и РФ, создание новых рабочих мест. Кроме того, это позволит простимулировать высокотехнологический сектор силовой электроники
- Для повышения доходности возможно рассмотрение внесения изменений в действующие НПА для получения платы за мощность/энергоемкость РСНЭЭ и организации рынка системных услуг (его подобия) в Калининградской энергосистеме, действующего по принципам рынка одного покупателя

# Благодарю за внимание

**RTSoft Smart Grid**

Tel.: +7 (495) 967-15-05

Fax: +7 (495) 742-68-29

E-mail: [rtsoft@rtsoft.ru](mailto:rtsoft@rtsoft.ru)

105037, Moscow, Russia, Pervomayskaya str., 51

**[WWW.RTSOFT.RU](http://WWW.RTSOFT.RU) | [WWW.RTSOFT-ENERGY.COM](http://WWW.RTSOFT-ENERGY.COM) | [WWW.AMIGO-ENERGY.COM](http://WWW.AMIGO-ENERGY.COM)**