Совместное использование моделей развития и диспетчеризации мощностей для оценки ресурсов гибкости для меняющихся режимов функционирования ЕЭС России при росте доли безуглеродных источников

Хоршев Андрей Александрович

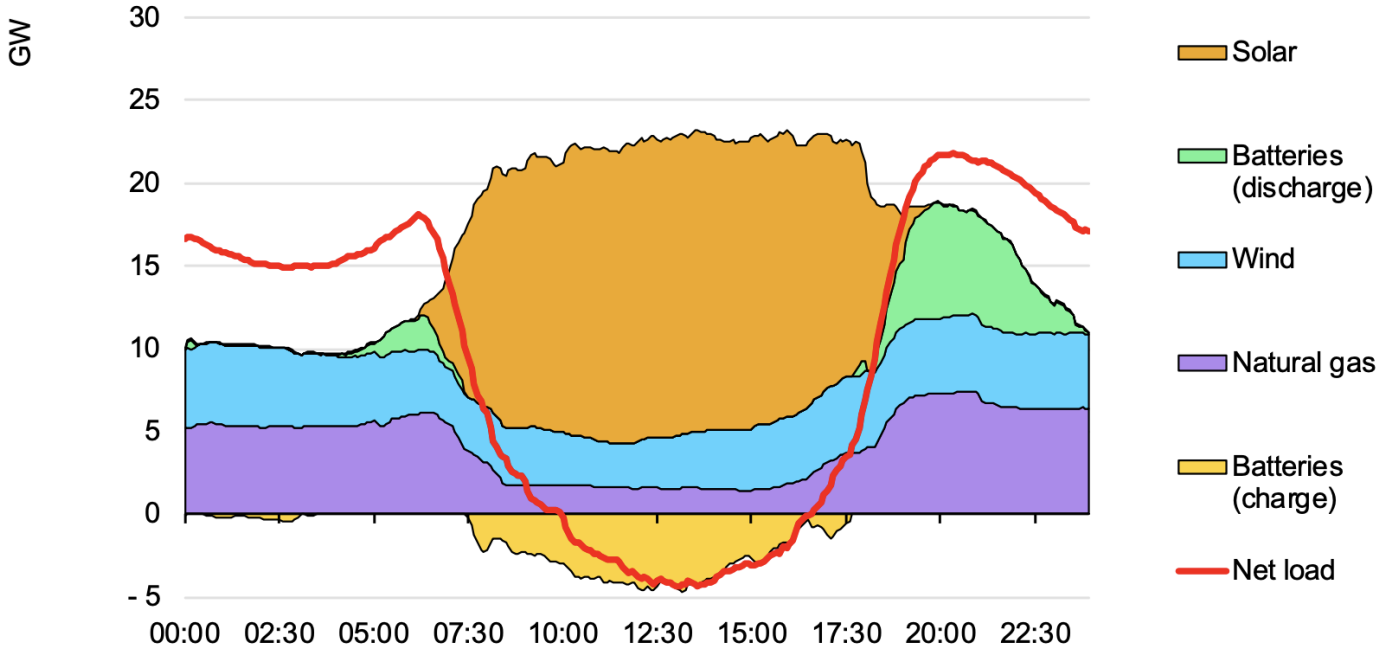
Институт энергетических исследований Российской академии наук

Школы молодых ученых – 2024 «Роль возобновляемой энергетики при переходе к углерод-нейтральной экономике»

Научный парк МГУ, Москва, 22 ноября 2024 г.

Влияние ВИЭ на энергосистему

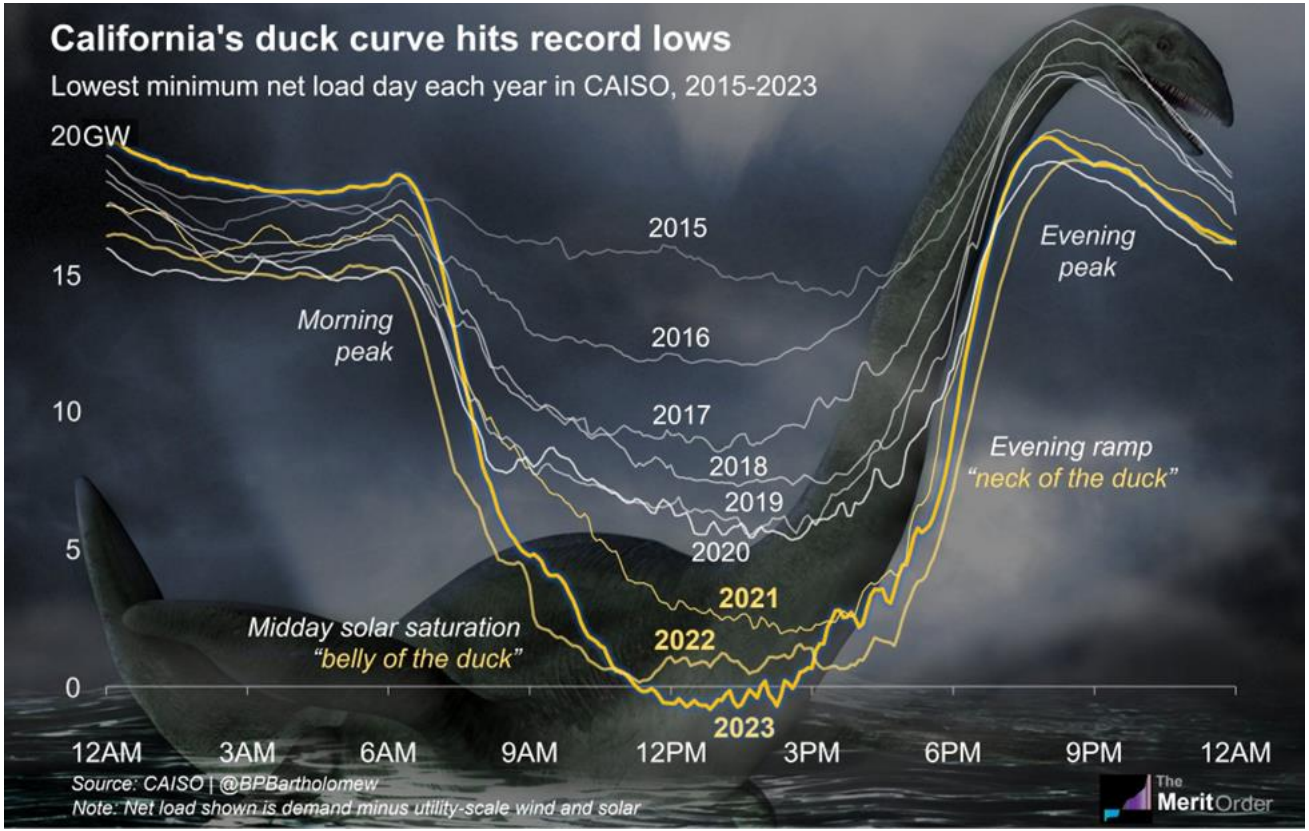
Покрытие суточного графика нагрузки в Калифорнии в апреле 2024 г.



Source: IEA based on data from Gridstatus.io (2024)

IEA. CC BY 4.0.

График «чистой» нагрузки в Калифорнии



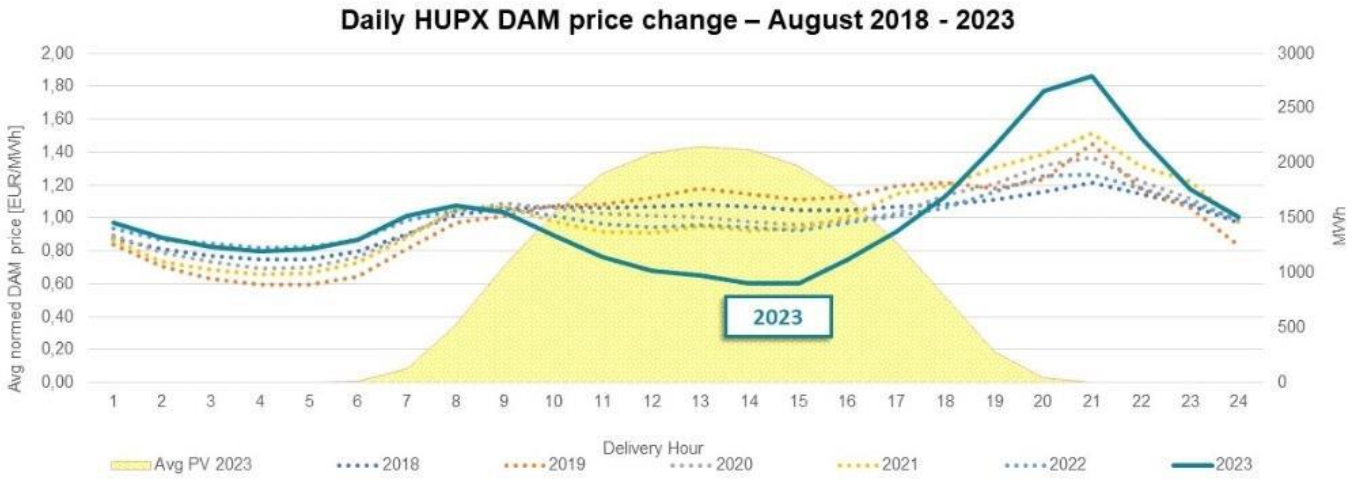
«Чистая» нагрузка = спрос – крупные СЭС и ВЭС

Ситуация в Калифорнии кардинально изменилась менее чем за 10 лет

Средняя цена электроэнергии на спотовом рынке в Венгрии

Change in PV generation

2020	2021	2022	2023*
1590 GWh	2307 GWh	3001 GWh	4042 GWh
+82%	+45%	+30%	+35%



ВИЭ могут кардинально изменять ценовую ситуацию на рынке

Влияние ВИЭ на энергосистему

График нагрузки Германии

Быстрая загрузка/разгрузка традиционных электростанций

Отрицательные или околонулевые спотовые цены

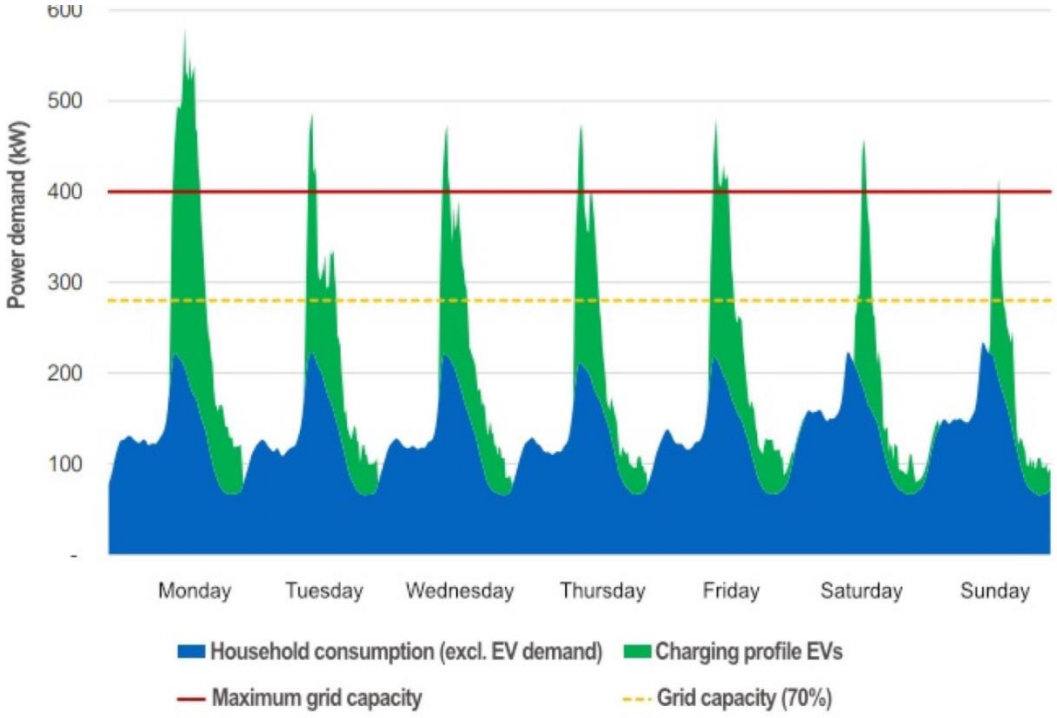
Source: Fraunhofer ISE, www.energy-charts.info

Активное развитие недиспетчируемых ВИЭ является стратегическим вызовом для энергосистем, поскольку они привносят проблемы гибкости в систему, существенно искажают обычные режимы работы традиционных установок и их рентабельность.

Для интеграции больших объемов ВИЭ в энергосистему требуются дополнительные затраты (сеть, резервы, повышение гибкости и т. д.)

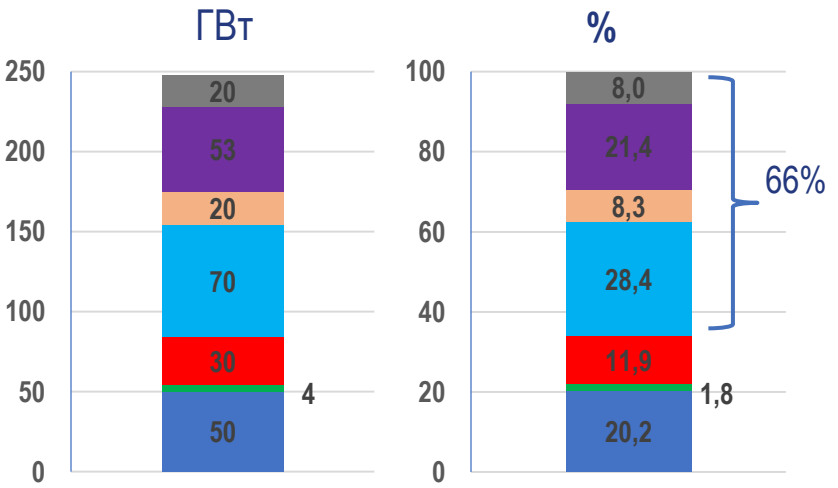
Но не только ВИЭ едиными…

График нагрузки квартала из 250 домов и 100 EV – без мер управления спросом



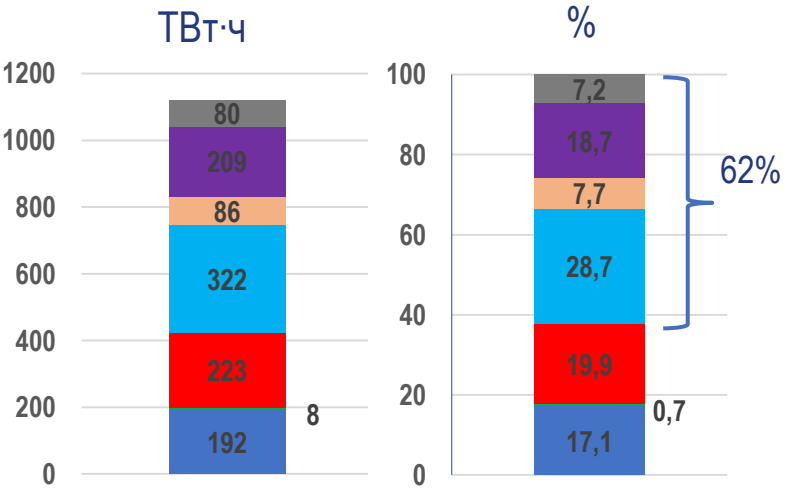
Свою лепту в изменение «традиционных» режимов функционирования энергосистем вносят и активно протекающие процессы «новой электрификации» (EV, электроотопление, производство H_2 и т.д.)

Структура установленной мощности



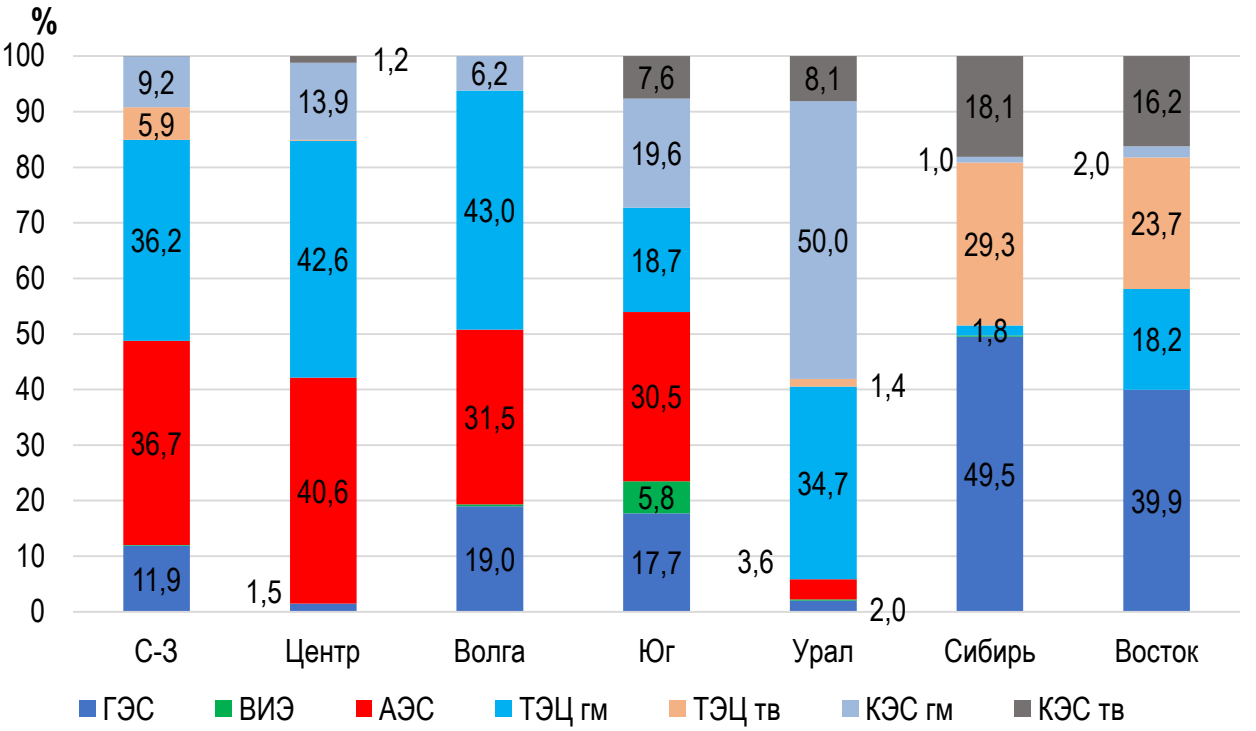
Источник: https://www.so-ups.ru/

Структура производства электроэнергии



ГЭС ВИЭ АЭС ТЭЦ гм ТЭЦ тв КЭС гм КЭС тв

Доля ВИЭ в ЕЭС России не превышает 2% в структуре установленной мощности и 1% в структуре производства электроэнергии



Источник: https://www.so-ups.ru/

ВИЭ играют хоть сколько-то значимую роль только в ОЭС Юга

Россия и цели по снижению выбросов парниковых газов (ПГ)

1) Определяемый на национальном уровне вклад (NDC) в реализацию целей Парижского климатического соглашения (2015): «Сокращение выбросов парниковых газов до 70 % к 2030 г. относительно уровня 1990 г. с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития РФ»
Эта же цель закреплена в Указе Президента от 04.11.2020 No 666 «О сокращении выбросов парниковых газов»

2) Стратегия социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (СНУР-2050) в интенсивном сценарии предполагает амбициозные планы по снижению нетто-эмиссии ПГ к 2050 г. (на 60% от 2019 г. или 954 млн т CO2-экв), которые в основном обеспечиваются не за счет декарбонизации экономики, а за счет кратного увеличения поглощающей способности экосистем. При этом снижение объема реальных выбросов ПГ составит всего лишь 13,6% относительно уровня 2019 г.
Если заявленная динамика поглощения не будет достигнута, потребуется более существенное снижение реальных выбросов ПГ – при сохранении поглощения на уровне 2019 г. в 2050 г. они должны снизиться на 45%

3) Климатическая доктрина РФ определяет цель достижения углеродной нейтральности экономики к 2060 году

Недостаточность моделей развития

Традиционно **модели развития** (capacity expansion models, CEM) позволяют определить на долгосрочную перспективу (на десятки лет)

- Вводы новой/обновляемой мощности, демонтажи мощности; развитие межсистемных связей
  - Загрузку установленной мощности (КИУМ) электростанций и связей
    - Спрос на топливо и выбросы CO_2
      - …

Но! Обычно, только для года в целом. В лучшем случае – по сезонам или месяцам.

Однако в новых условиях…

Зачастую становится необходимым дополнительная оценка гибкости энергосистемы , чтобы убедиться, что энергосистема будет сбалансирована в каждый час, несмотря на увеличивающуюся изменчивость условий функционирования

- Изменения графика нагрузки
  - Роста доли недиспетчируемых ВИЭ
    - Маломаневренных АЭС
      - …

Таким образом, требуется рассмотрение часовых (а в каких-то случаях и еще более дробных) балансов мощности на долгосрочную перспективу с учетом различающихся возможностей разных типов электростанций по обеспечению гибкости энергосистемы (скорости сброса/набора нагрузки, тех. минимумы нагрузки, время и затраты на запуск и т.п.)

Возможные пути моделирования условий гибкости энергосистемы

Путь 1
Увеличение сложности модели развития

Плюсы:
- Единая оптимизационная процедура
- Развитие мощностей выбирается одновременно с проверкой гибкости

Минусы:
- Не в любой модели развития возможно реализовать почасовое представление (обычно – десятки/сотни «load regions», PLEXOS – очень дорого)
- Усложнение поиска ошибок, анализа результатов и т.п.
- Экспоненциальное увеличение времени расчетов

Путь 2
Интеграция моделей развития и диспетчеризации

Путь 2.1
«Жесткая» интеграция
(hard link)

Плюсы:
- Результаты оптимизации МР напрямую пересылаются в МД
- Полностью автоматизированная процедура
- Оптимизация МД может запускаться только для отдельных лет

Минусы:
- Используемые модели (хотя бы МД) должны быть приспособлены для этого (или специально разработаны)
- «Глупые» решения МР не проходят промежуточный отсев

Путь 2.2
«Мягкая» интеграция
(soft link)

Плюсы:
- Контроль эксперта за всем процессом
- Оптимизация МД может запускаться только для отдельных лет
- Относительно легко реализуется на любых МР и МД

Минусы:
- «Ручная» пересылка результатов МР в МД (частично решается за счет шаблонов)
- Выше трудоемкость по сравнению с путями 1 и 2.1

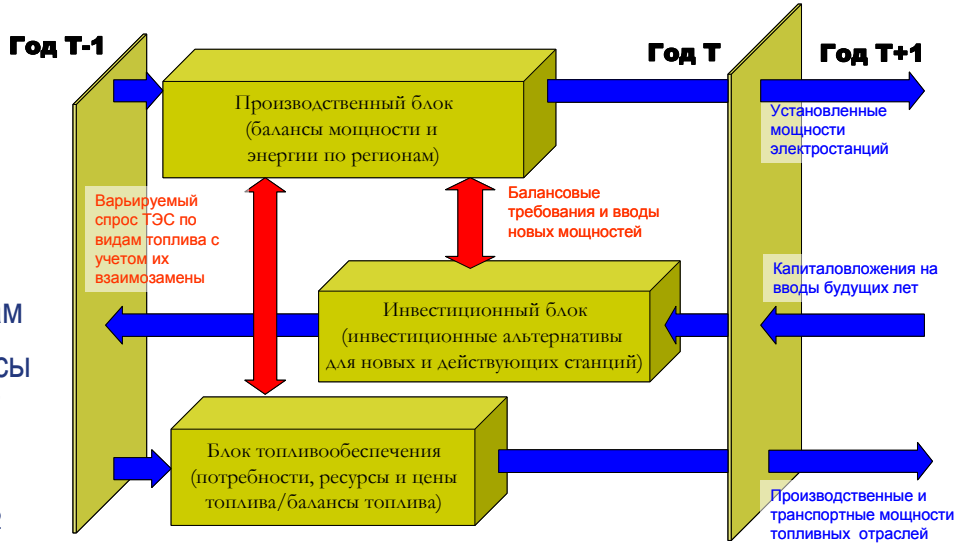
На какие вопросы могут ответить модели диспетчеризации (dispatch models)?

- Адаптация энергосистемы к большим объемам стохастических ВИЭ (и/или маломаневренных АЭС) за счет
  - создания дополнительных резервных мощностей
  - увеличения гибкости структуры установленной мощности
  - развития систем накопления, как краткосрочных (аккумуляторы, ГАЭС), так и сезонных (ГЭС, H_2)
- Адаптация энергосистемы к увеличивающимся масштабам «новой электрификации»
  - влияние EV на график нагрузки (в зависимости от структуры парка и «стратегий» зарядки)
  - активное взаимодействие EV с энергосистемой (vehicle-to-grid)
  - влияние производства водорода на график нагрузки энергосистемы
- Взаимосвязь с централизованным теплоснабжением (sector coupling)
  - влияние графика тепловой нагрузки на загрузку и топливную эффективность ТЭЦ
  - влияние электроотопления на график нагрузки энергосистемы
- Влияние на спотовую цену электроэнергии / эффект «ценового каннибализма»
  - спотовая цена электроэнергии = двойственная оценка задачи ЛП модели диспетчеризации
  - изменение часовых профилей цен и среднегодовой спотовой цены
  - изменение выручки различных типов генерации и оценка рисков возврата инвестиций (в т.ч. для ВИЭ и АЭС)

Краткая характеристика модели развития EPOS

EPOS — линейная динамическая оптимизационная модель развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения России

- горизонт планирования до 2070 года
- более 400 крупных существующих и планируемых электростанций
- более 50 видов новых генерирующих технологий
- оптовые балансы электроэнергии и мощности (с учетом нормативного резерва) по 42 узлам
- балансы централизованного теплоснабжения и розничные балансы электроэнергии по 80 регионам
- базовая проверка гибкости энергосистемы (балансы мощности на час максимума и минимума ЗРД по 7 ОЭС)
- различные меры по регулированию выбросов CO_2
- может быть расширена за счет охвата газового и угольного секторов



Возможности моделирования мер углеродного регулирования в модели развития EPOS

В модели EPOS реализованы широкие возможности моделирования мер углеродного регулирования в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении

- Квотирование выбросов парниковых газов
- Административное ограничение на удельный расход топлива на отпуск электроэнергии
- Административное ограничение на углеродную интенсивность производства электроэнергии и / или тепла
- Налог на углерод (пропорциональное налогообложение)
- Налог на выбросы парниковых газов
- Льготное финансирование отдельных видов низкоуглеродных электростанций
- Сертификация происхождения электроэнергии
- Запрет на эксплуатацию определенного типа электростанций (например, угольных) и ускоренный вывод их из эксплуатации

Это, наряду с существенным технологическим разнообразием, позволяет моделировать широкий диапазон сценариев низкоуглеродного развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения России на долгосрочную перспективу

Краткая характеристика модели диспетчеризации МОССО

МОССО — линейная динамическая оптимизационная модель, определяющая состав включенного оборудования и объем выработки всех моделируемых энергообъектов в часовой детализации для одного календарного года по критерию минимума переменных затрат

- Основой модели является система почасовых территориальных балансов электроэнергии, а также почасовые балансы необходимых вращающихся резервов и инерции
- Возможность совместного моделирования балансов различных энергоресурсов (электроэнергия, тепло, водород и т.п.) (sector coupling)
- Достаточный высокий уровень технологической и временной детализации для объективного моделирования режимов работы различных технологий энергетики и их взаимодействия
- Достаточный горизонт моделирования (минимум в год) для того, чтобы учесть внутригодовые (сезонные, недельные, суточные и проч.) неравномерности в графиках нагрузки потребителей и возможностях изменения загрузки мощности разных типов электростанций,
- Производит поиск экономически оптимального решения, позволяет выполнить анализ ценовых последствий
- Возможность работы в инвестиционном режиме (модель может найти оптимальные решения из предложенных альтернатив для устранения выявленных проблем с гибкостью)

Инвестиционный режим в МОССО

Режим диспетчеризации

F =

Переменные издержки электростанций
+
Топливные издержки электростанций
+
Пусковые расходы
+
Вознаграждение управляемому спросу
+
Плата за выбросы CO2

min

Заданная структура мощности
+
инвестиционные альтернативы (меры гибкости)

инвестиционная составляющая (аннуитетные платежи)

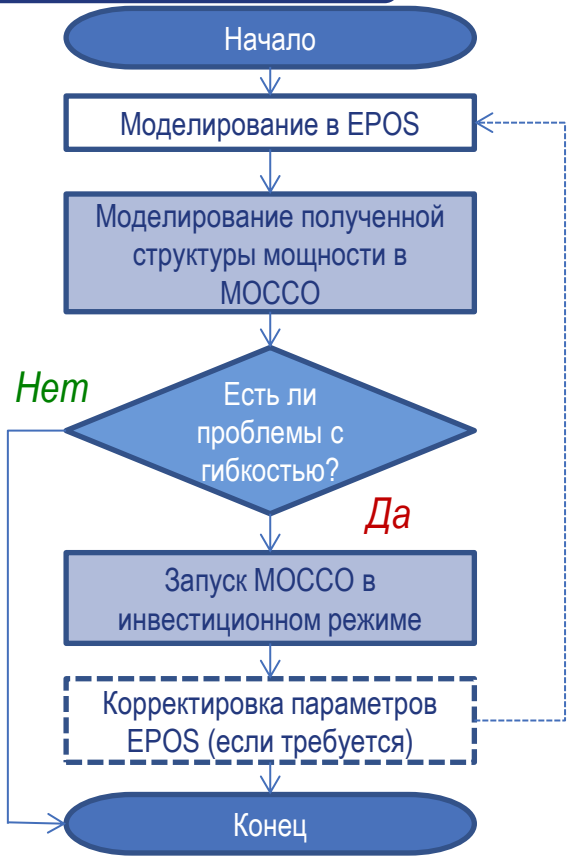
Почасовая загрузка мощностей
+
объемы (мощности) доп. мер гибкости

Инвестиционный режим

Упрощенная схема «мягкой» интеграции моделей EPOS и МОССО

- Чтобы дополнить упрощенное описание требований к гибкости ЕЭС России в модели EPOS более детальным описанием их в модели МОССО, был применен подход итеративной (при необходимости) мягкой интеграции (soft link).

- Итеративность обеспечивается передачей из МД в МР уточненного состава генерирующих мощностей (с учетом решений по обеспечению гибкости), а также годовых режимов работы генерирующих технологий



Пример использования связки МР и МД. Вариант, ориентированный на ускоренное развитие ВИЭ – без мер гибкости

Структура установленной мощности ЕЭС России (без ОЭС Востока) в 2060 г. – результат МР EPOS

Тип электростанций	млн кВт	%
Всего, в т. ч.:	605.1	100.0
АЭС	76.8	12.7
ГЭС	69.9	11.6
СЭС	**145.1**	**24.0**
ВЭС	**163.6**	**27.0**
ТЭЦ	72.3	11.9
КЭС паротурбинные	11.6	1.9
КЭС парогазовые и газотурбинные	65.8	10.9

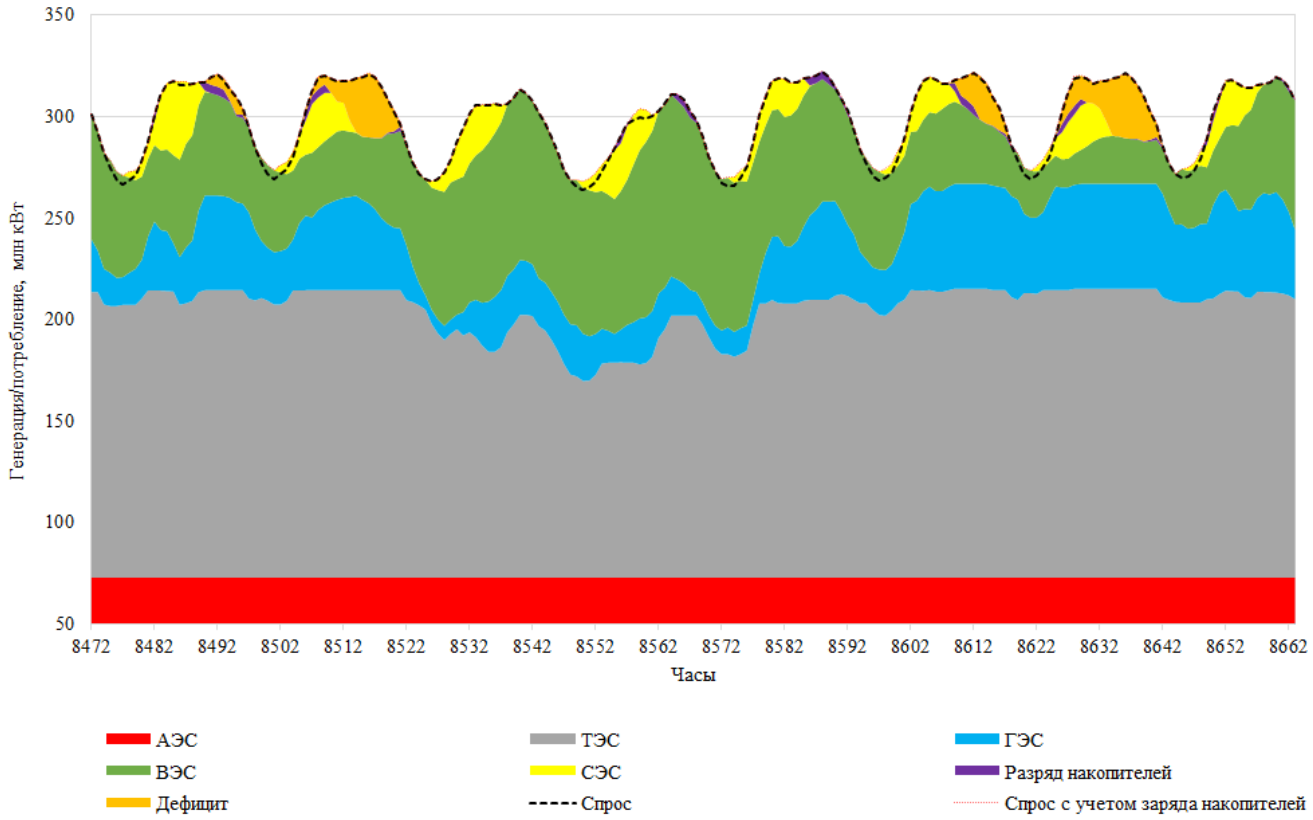
Без дополнительных мер гибкости

Проверка выполнялась для 2050 и 2060 гг., в 2050 г. проблем с гибкостью нет.

Допущения для МД МОССО:

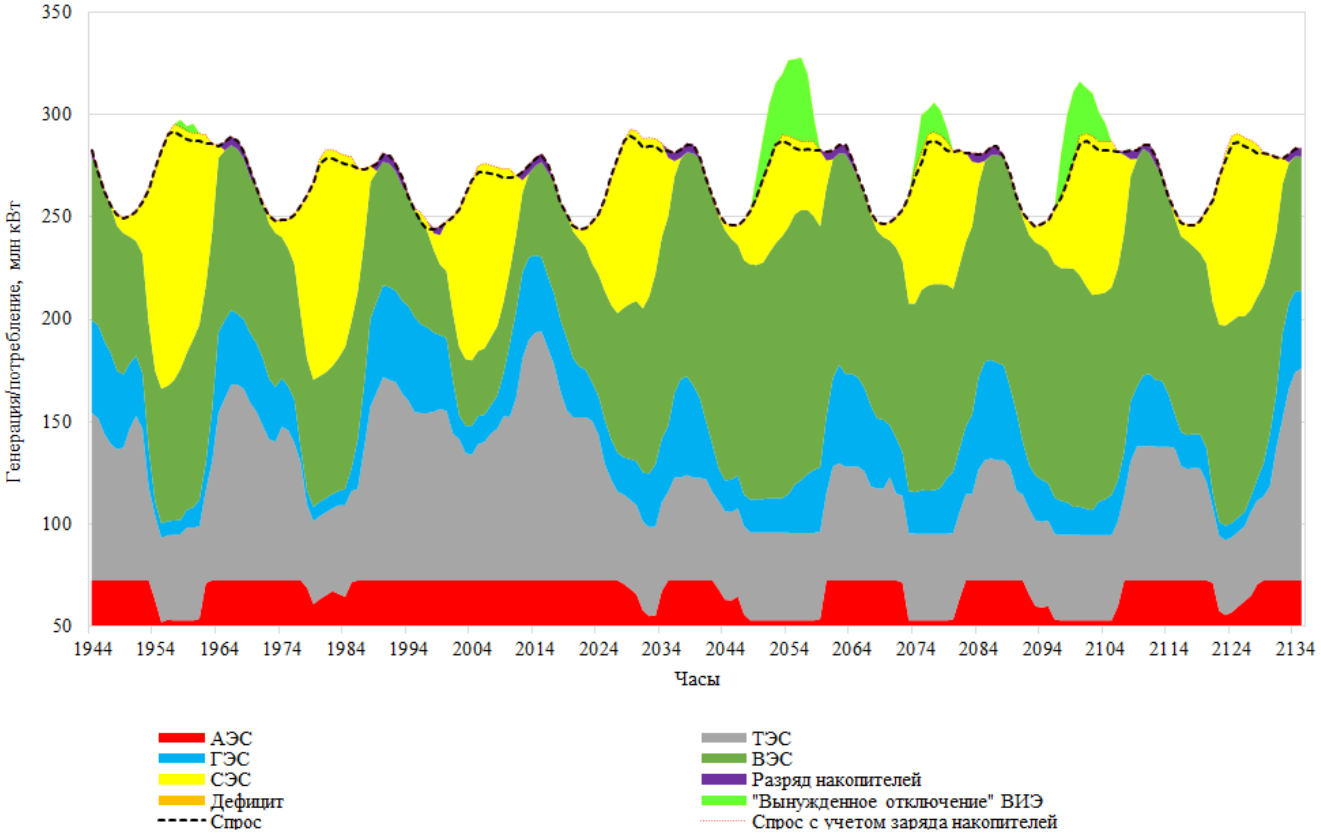
- Моделировалась только Европейская часть ЕЭС + ОЭС Сибири
- Графики нагрузки приняты по 2019 г.
- Графики производства электроэнергии СЭС и ВЭС приняты, исходя из погодных условий 2022 г.

Покрытие графика нагрузки ЕЭС России (без ОЭС Востока) с 19 до 26 декабря 2060 г. (вариант без мер гибкости)



В декабре возникают значительные дефициты мощности (до 30 ГВт). Оказалось, что в основном они связаны со значительным сокращением выработки ВЭС

Покрытие графика нагрузки ЕЭС России (без ОЭС Востока) с 22 до 29 марта 2060 г. (вариант без мер гибкости)



Помимо дефицитов мощности в период максимальных нагрузок в весенний период присутствуют «избытки» электроэнергии ВИЭ (до 40 ГВт)

Пример использования связки МР и МД. Вариант, ориентированный на ускоренное развитие ВИЭ. Гибкость за счет ГТЭС

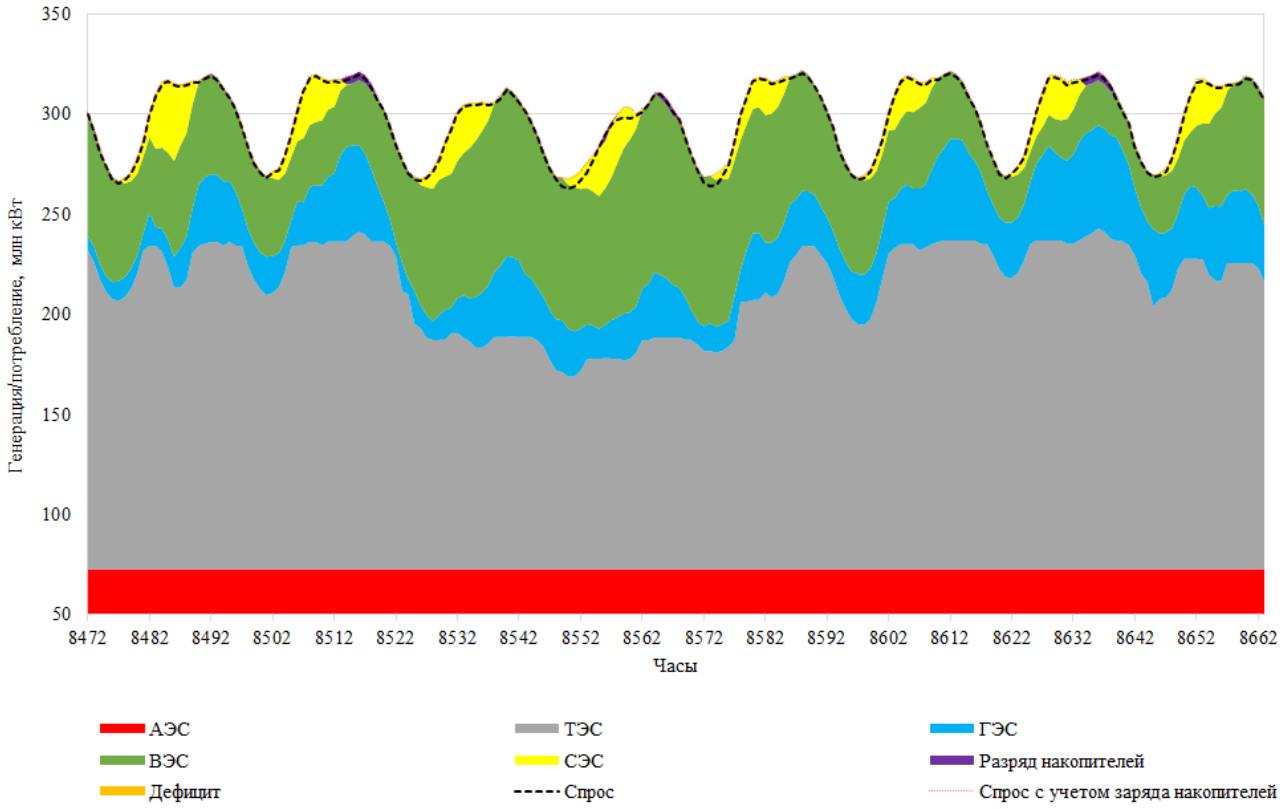
Структура установленной мощности ЕЭС России (без ОЭС Востока) в 2060 г. – после МД МОССО в инвест. режиме

Тип электростанций	млн кВт	%
Всего, в т. ч.:	634.1	100.0
АЭС	76.8	12.1
ГЭС	69.9	11.0
СЭС	145.1	22.9
ВЭС	163.6	25.8
ТЭЦ	72.3	11.4
КЭС паротурбинные	11.6	1.8
КЭС парогазовые и газотурбинные	65.8	10.4
Доп. ГТЭС	**29.0**	**4.6**

Гибкость за счет ГТЭС

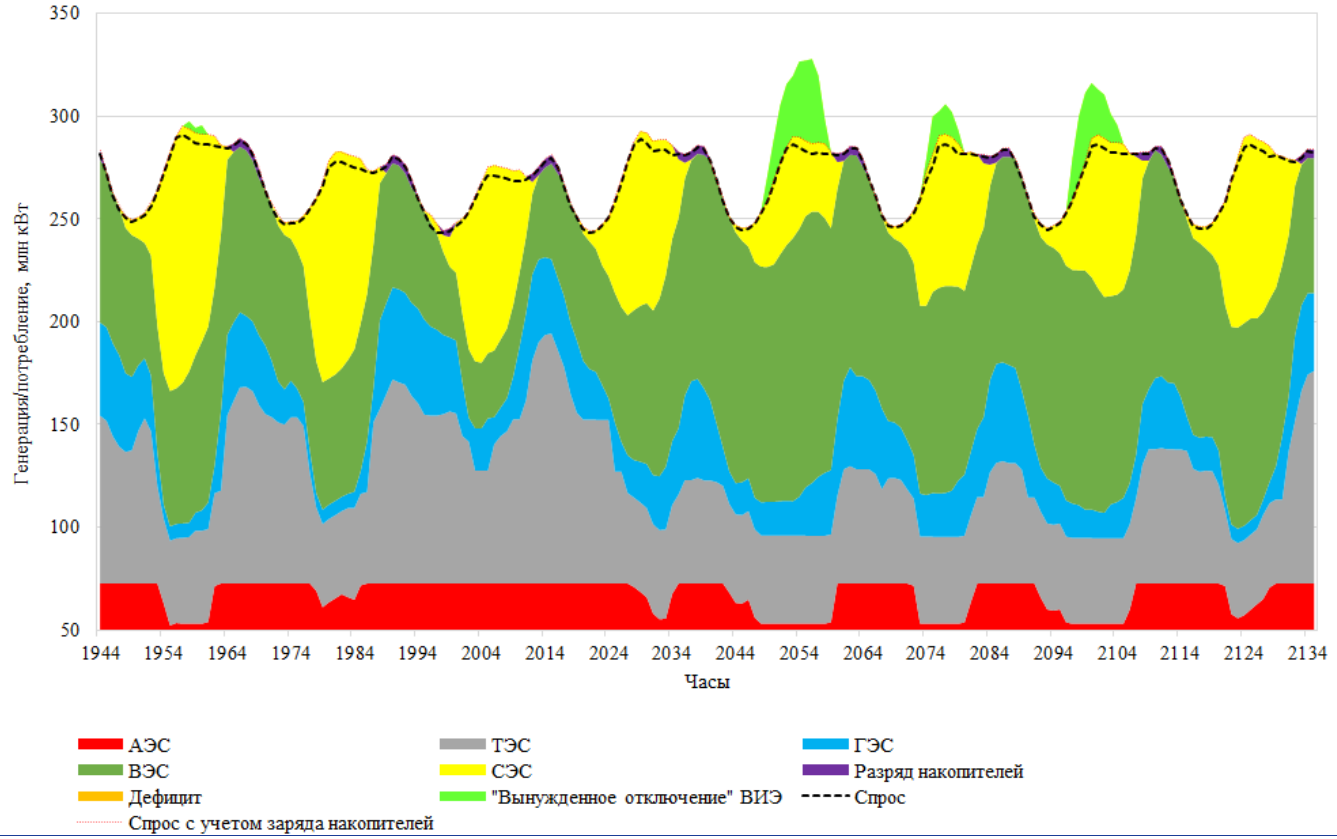
Оптимизация МД МОССО в инвестиционном режиме показала необходимость дополнительного ввода 29 млн кВт ГТЭС для устранения дисбалансов в энергосистеме.

Покрытие графика нагрузки ЕЭС России (без ОЭС Востока) с 19 до 26 декабря 2060 г. (вариант с ГТЭС)



Сооружение дополнительных ГТЭС позволяет гарантированно обеспечить прохождение нагрузки в период максимальных электрических нагрузок. При этом их загрузка изменяется в очень широком диапазоне даже в пределах одних суток

Покрытие графика нагрузки ЕЭС России (без ОЭС Востока) с 22 до 29 марта 2060 г. (вариант с ГТЭС)



В весенний период ГТЭС ожидаемо не смогли ликвидировать «избытки» электроэнергии ВИЭ и обеспечить более ровный режим работы АЭС и ТЭС

Пример использования связки МР и МД. Вариант, ориентированный на ускоренное развитие ВИЭ. Гибкость за счет накопителей

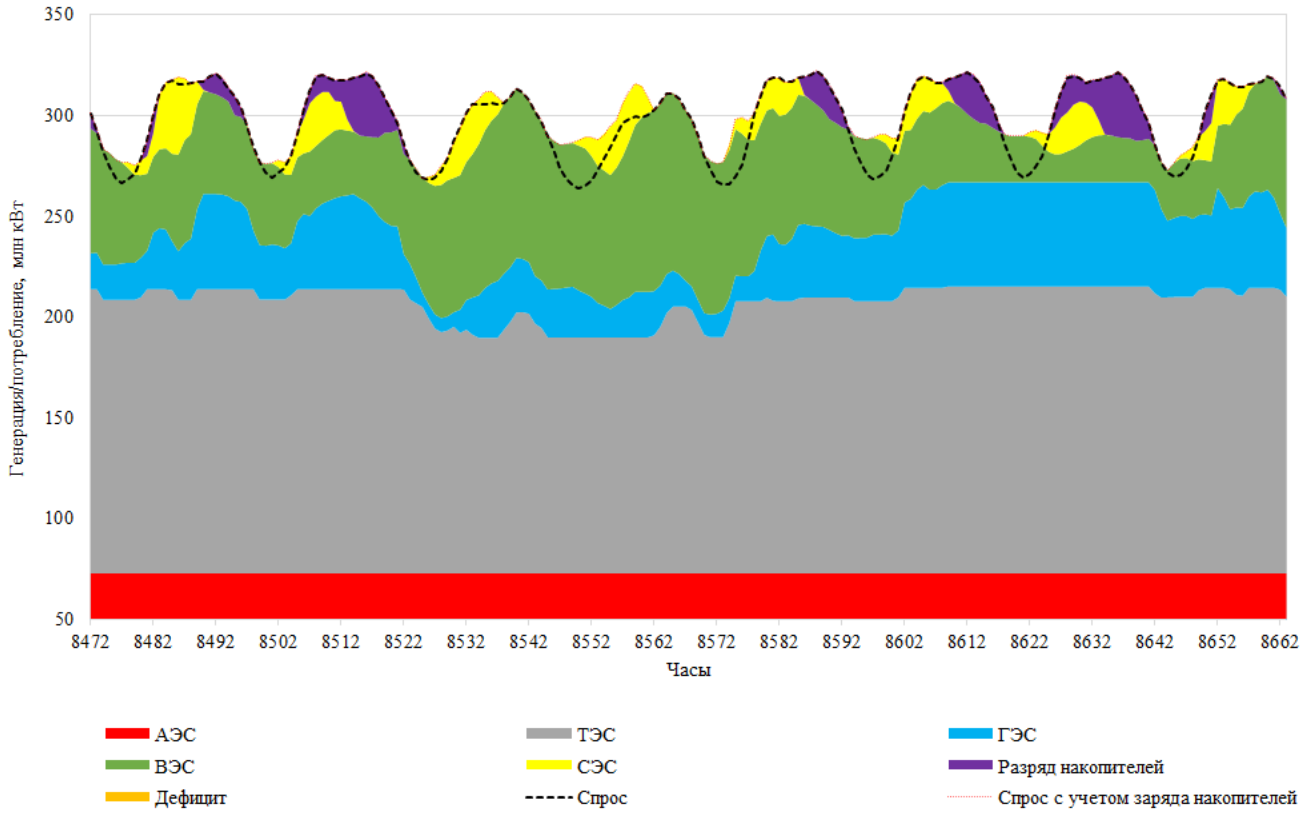
Структура установленной мощности ЕЭС России (без ОЭС Востока) в 2060 г. – после МД МОССО в инвест. режиме

Тип электростанций	млн кВт	%
Всего, в т. ч.:	668.9	100.0
АЭС	76.8	11.5
ГЭС	69.9	10.4
СЭС	145.1	21.7
ВЭС	163.6	24.5
ТЭЦ	72.3	10.8
КЭС паротурбинные	11.6	1.7
КЭС парогазовые и газотурбинные	65.8	9.8
Доп. накопители	**63.8**	**9.5**

Гибкость за счет накопителей

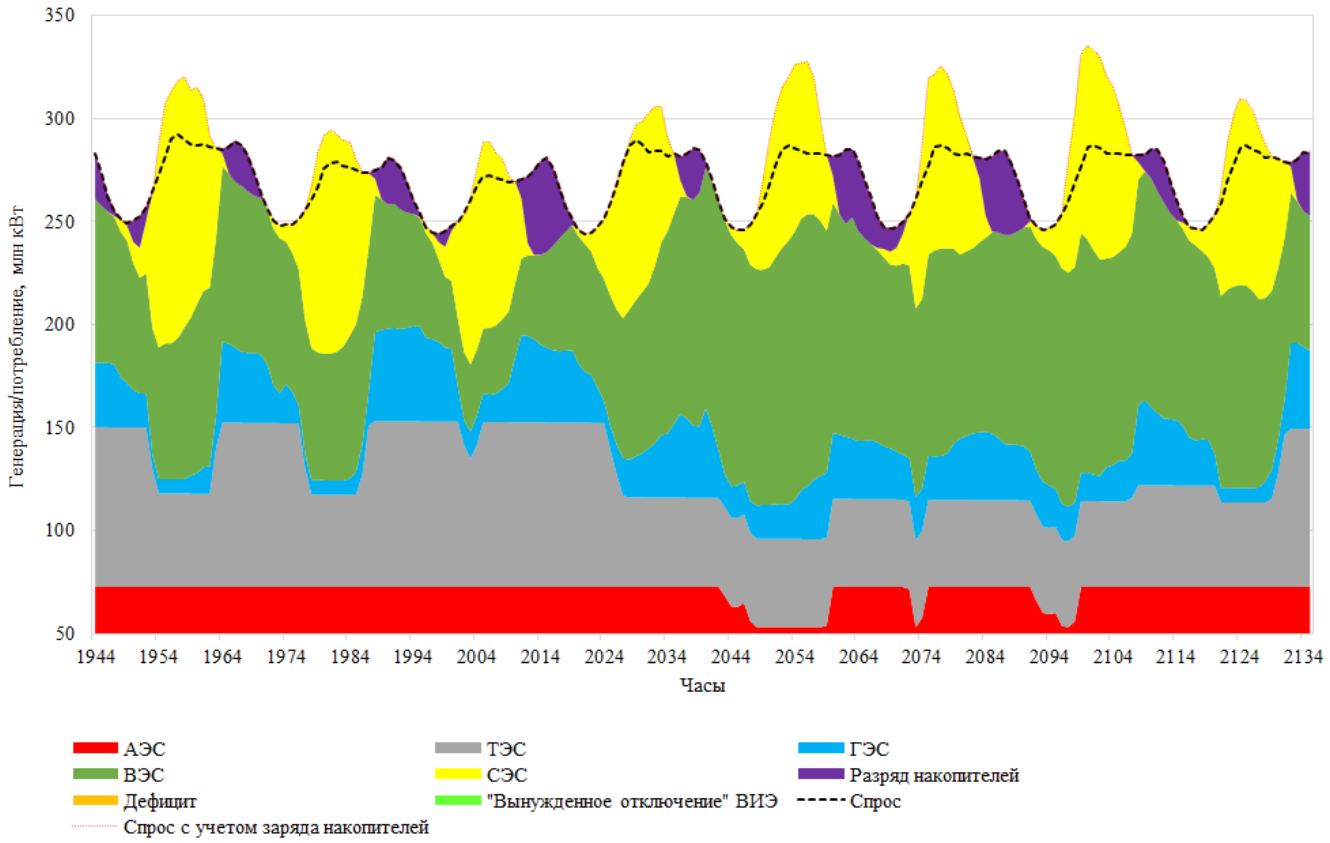
Оптимизация МД МОССО в инвестиционном режиме показала необходимость дополнительного ввода 64 млн кВт накопителей (шестичасовых) для устранения дисбалансов в энергосистеме.

Покрытие графика нагрузки ЕЭС России (без ОЭС Востока) с 19 до 26 декабря 2060 г. (вариант с накопителями)



Использование накопителей позволяет полностью ликвидировать дефициты мощности. Накопители заряжаются во время ночного провала нагрузки и выдают энергию в часы максимальных нагрузок

Покрытие графика нагрузки ЕЭС России (без ОЭС Востока) с 22 до 29 марта 2060 г. (вариант с накопителями)



Использование накопителей позволяет не только ликвидировать «избытки» электроэнергии ВИЭ, но и обеспечить АЭС и ТЭС более ровный график работы

Сравнение вариантов обеспечения гибкости энергосистемы

- Сравнение вариантов по годовым переменным эксплуатационным затратам (без учета инвестиционных и условно-постоянных эксплуатационных затрат показывает, что вариант с накопителями оказывается более эффективным по сравнению с вариантом, где устранение дефицитов предполагается за счет сооружения ГТЭС.
- Разница в текущих затратах за 2060 г. составит 1,9 %.

- Кроме того, в варианте с накопителями выбросы CO2 в 2060 г. будут на 1,8 % ниже.

- Однако по оптимистичной оценке сооружение такого значительного количества накопителей потребует более чем в 3 раз больших капиталовложений по сравнению с ГТЭС.

Институт энергетических исследований РАН
www.eriras.ru
epos@eriras.ru

Спасибо за внимание!