

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ МАСШТАБОВ НАКОПИТЕЛЕЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЗАДАЧАХ УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСАМИ ГИБКОСТИ
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ¹**

Аликин Р.О., Веселов Ф.В., Городилов М.А., Люшнин Л.С.
Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия
ruslanalikin@bk.ru, erifedor@mail.ru

Аннотация. Рассматривается применение моделей коммерческой диспетчеризации мощностей для оценки проблем балансирования энергосистемы в условиях развития возобновляемой энергетики и выбора эффективных технологий, повышающих ресурсы гибкости (адаптивности) управления режимом ее функционирования, в частности – накопителей электроэнергии. Оценено влияние накопителей на режимы работы электростанций и цены электроэнергии.

Ключевые слова: моделирование, диспетчеризация, энергосистема, накопители электроэнергии, гибкость, спотовая цена.

Введение

Одной из наиболее важных задач при управлении функционированием энергосистемы является обеспечение поддержания мгновенного баланса спроса и предложения электроэнергии. Несоблюдение паритета может привести к нарушению работы всей энергосистемы и снижению надежности энергоснабжения потребителей. Способность энергосистемы адаптироваться к изменениям балансовой ситуации называется «гибкостью» [1]. Особенно актуальным обеспечение гибкости энергосистемы становится в условиях быстрого роста объемов возобновляемых источников энергии (ВИЭ), обладающих стохастичным графиком работы, который приводит к возникновению резких изменений выработки электроэнергии.

Существует ряд мер, который позволяет повысить гибкость энергосистемы [2, 3]:

- Создание резерва маневренных мощностей;
- Повышение пропускной способности ЛЭП;
- Использование механизма «управления спросом»;
- Строительство накопителей электроэнергии.

В данной работе рассматривается последняя описанная мера для повышения гибкости энергосистемы – использование накопителей.

Введение систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) в настоящее время в мире все больше ускоряется. По информации Международного энергетического агентства (МЭА) установленная в мире мощность накопителей электроэнергии в 2013 году составляла около 1 ГВт, а к 2023 году она достигла уже более 85 ГВт, при этом 40 ГВт от этой мощности было введено в 2023 году. Лидерами по установленной мощности, а также по вводу мощности в рассматриваемой сфере является Китай, который намерен и дальше продолжать масштабирование систем накопления энергии в стране [4].

Накопители позволяют повысить надежность энергоснабжения потребителей, обеспечить соответствие электроэнергии качественным характеристикам, а также снизить нагрузку перегружаемых ЛЭП [5, 6]. Особенно актуальной данная проблема становится в условиях энергосистем с большой долей ВИЭ [7]. В энергосистеме (ЕЭС) России доля ВИЭ на данный момент невелика, но согласно Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года планируется кратное увеличение мощностей ветроэлектростанций (ВЭС) и солнечных электростанций (СЭС) в условиях декарбонизации экономики страны. Доля мощности возобновляемых источников в общей структуре энергосистемы вырастет с 1,8% в 2023 году до 7,3% к

¹ Исследование выполнено в ИНЭИ РАН за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-30013-П, <https://rscf.ru/project/21-79-30013/>

2042 году, то есть в 4 раза [8]. При этом уже на данный момент в России энергосистеме Юга (ОЭС Юга) доля ВЭС и СЭС на начало 2025 года превысила 12%, согласно данным Системного оператора Единой энергетической системы (СО ЕЭС) [9]. Таким образом, и для России использование СНЭЭ становится актуальной задачей при выборе новых мощностей, которые обеспечат гибкость и надежность в национальной энергосистеме.

Различные типы накопителей (физические, электрохимические, электрические, химико-термические, водородные) существенно различаются по техническим свойствам, таким как скорость зарядки, срок службы, удельная энергоемкость и удельная мощность на килограмм массы, коэффициент полезного действия на цикл заряда-разряда. Для балансирования энергосистем наиболее распространенным накопителем на данный момент пока являются гидроаккумулирующие станции, однако с развитием технологий интенсивно растут мощности электрохимических накопителей. Последние имеют особую важность и в использовании на стороне потребителя. Также надежды возлагаются на водородные накопители, которые на данный момент все еще остаются дорогими по сравнению с большинством других видов аккумулирования, но могут обеспечить более длительные сроки хранения. Стоит отметить, что при использовании водородных накопителей, даже при использовании электролизеров с высоким КПД, потери электроэнергии остаются существенными [10].

Для экономического сравнения технологий накопителей между собой при проектировании энергетических систем, используется показатель нормированной стоимости хранения энергии (LCOS) [11]. Стоит учитывать, что основную долю в затратах на накопители составляют капиталовложения. Поэтому ключевым фактором их конкурентоспособности является удешевление использования накопителей возможно за счет эффекта «обучения» и кратного роста масштабов их производства. Однако для оценки целесообразности и эффективных масштабов внедрения накопителей энергосистемы используются модели развития энергосистемы, которые в условиях активного развития ВИЭ важно применять совместно с моделями коммерческой диспетчеризации. Первые используются для прогнозирования оптимальных параметров энергосистемы на долгосрочный период и ограничены в возможностях оценки гибкости энергосистемы на отдельных внутригодовых и внутрисуточных промежутках. Модели коммерческой диспетчеризации позволяют на уровне почасовых балансов в энергосистеме, учитывая неравномерности потребления и производства электроэнергии, оценивать существующие или прогнозировать будущие проблемы с гибкостью, которые могут быть не выявлены при использовании моделей развития энергосистем. Таким образом, выбор структуры генерирующих мощностей, как основы долгосрочной инвестиционной программы, обеспечивается моделью развития энергосистемы, но может быть скорректирован при внутригодичной диспетчеризации добавлением технологий, необходимых для повышения гибкости [12]. Такой подход в полной мере относится к обоснованию масштабов СНЭЭ разного типа с использованием моделей коммерческой диспетчеризации, дополненных функцией выбора инвестиционных решений по выбору наилучших технологий, повышающих возможности балансирования даже при больших и быстрых изменениях балансовой ситуации.

1. Методология исследования и описание модельного инструментария

Для исследования была использована модель коммерческой диспетчеризации – МОССО, разработанная в ИНЭИ РАН. Новая версия модели предоставляет возможность работы в двух режимах: «диспетчерском» и «инвестиционном». Первый режим моделирования позволяет проводить почасовую оптимизацию использования (загрузки) генерирующих мощностей по критерию минимума общих переменных затрат в энергосистеме. В результате фиксируются возникающие при заданной структуре мощностей проблемы гибкости: вынужденные отключения мощностей из-за переизбытка электроэнергии в одни часы и дефициты электроэнергии – в другие.

Второй, «инвестиционный» режим моделирования позволяет, исходя из выявленных балансовых проблем, подобрать необходимые дополнительные высокоманевренные генерирующие или аккумулирующие мощности по критерию минимизации совокупных затрат в энергосистеме. Инвестиционный режим позволяет выбрать из имеющихся для строительства альтернатив наиболее выгодную, которая не только решит проблемы с гибкостью энергосистемы, но и обеспечит при этом минимум совокупных издержек. В данной работе рассматривается именно «инвестиционный» режим моделирования для определения оптимального масштаба ввода накопителей электроэнергии.

В «диспетчерском» режиме МОССО в балансовое уравнение на каждый час года включаются следующие составляющие, представленные на рисунке 1. На основе соблюдения данного равенства можно говорить о достаточности гибкости энергосистемы, при условии, что переменные избытка и

недостатка генерирующей мощности, а также принудительное снижение мощности ВИЭ равны нулю в балансе каждого часа. В случае наличия избытка (или недостатка) мощности или принудительного снижения мощности ВИЭ энергосистема не обладает достаточной гибкостью. Тогда в «инвестиционном» режиме с учетом соблюдения на каждый час балансового уравнения модель выбирает необходимые мощности в рамках всего моделируемого периода (года), которые позволят решить существующие проблемы с гибкостью.

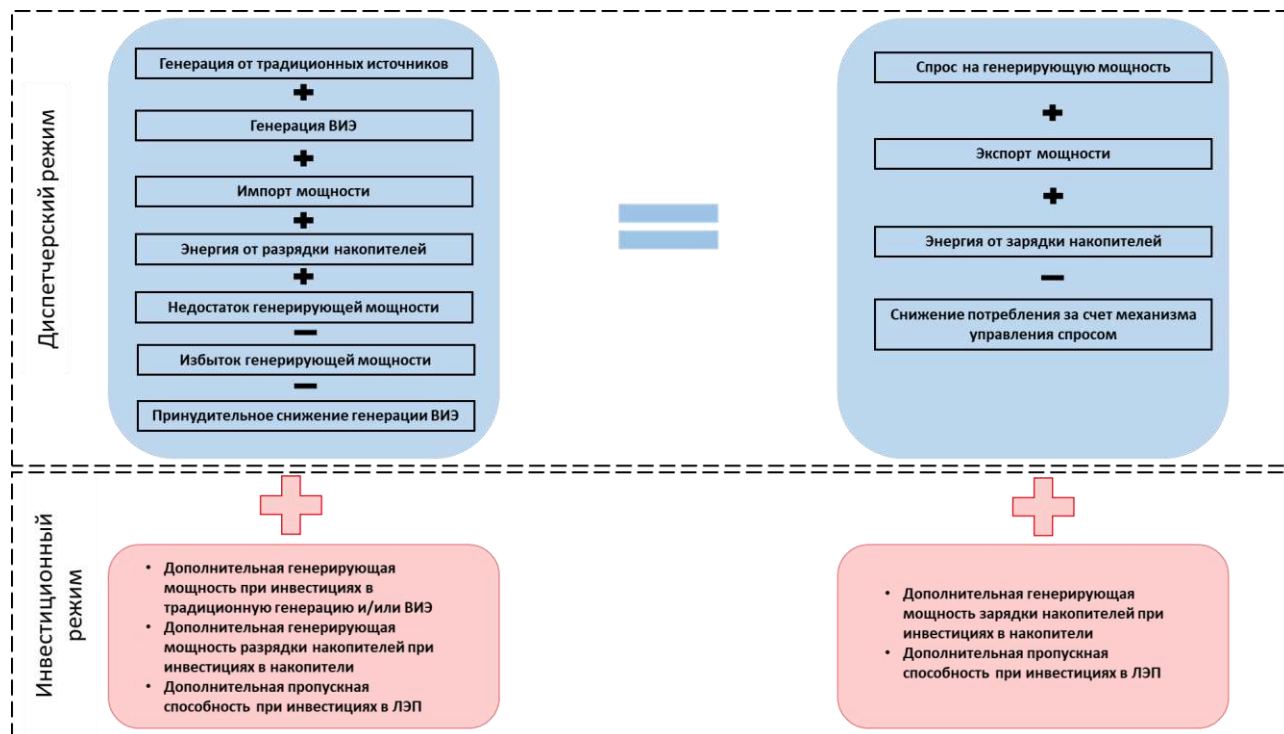


Рис. 1. Балансовое уравнение в МОССО

Из рисунка 1 можно сделать вывод, что в различные часы накопитель участвует в балансовых уравнениях или со стороны спроса, когда заряжается, или со стороны предложения, когда разряжается. При условии, если в энергосистеме возникает избыток производства, выравнивание балансового уравнения обеспечивается за счет дополнительного спроса в виде заряда накопителя на величину существующего избытка. Если же в энергосистеме не хватает мощностей для покрытия спроса, то накопитель уже выступает на стороне предложения, обеспечивая поставку на рынок необходимого объема электроэнергии для ликвидации возникшего дефицита. Ввод оптимального количества дополнительных мощностей накопителей позволит эффективно управлять балансовой ситуацией в энергосистеме, уменьшая как избытки, так и дефициты энергии.

В данной работе моделирование изначально проводится в «диспетчерском» режиме, который позволяет определить наличие или отсутствие проблем с гибкостью. Если проблемы с гибкостью отсутствуют, то структуру мощностей в заданном сценарии можно считать оптимальной. Если при моделировании в «диспетчерском» режиме выявлены проблемы недостаточной гибкости, то выполняются дополнительные расчеты в «инвестиционном» режиме МОССО. В этом случае происходит выбор недостающих мощностей и емкостей накопителей, если это целесообразно по экономическим критериям. По результатам моделирования в «инвестиционном» режиме получается уточненная структура мощностей энергосистемы.

Отметим также, что при моделировании в «диспетчерском» режиме МОССО определяются также почасовые спотовые цены электроэнергии на основе решения двойственной задачи линейного программирования. При оптимизации происходит определение двойственных оценок свободных членов системы балансовых уравнений, показывающих на сколько, изменится значение целевой функции при выработке единичном изменении спроса. Полученные значения спотовых цен позволяют оценить конкурентоспособность генераторов на рынке «на сутки вперед» (РСВ). Соответственно выбор дополнительных накопителей также отразится на почасовом профиле спотовой цены. Поэтому результаты корректировки структуры мощности, полученные в «инвестиционном» режиме, могут возвратиться обратно в расчет в «диспетчерском» режиме, для

формирования измененного ценового профиля (в виде двойственных оценок балансовых уравнений) с учетом ввода дополнительных накопителей.

2. Формирование сценариев

В качестве примера предложенного подхода к оценке гибкости энергосистем с существенной долей ВИЭ, проведено сценарное моделирование на основе отчетных данных по структуре мощностей электростанций в 2023 году по ОЭС Юга. Сценарии для модели формируются при условии продолжения увеличения установленных мощностей ВЭС и СЭС в выбранной энергосистеме при сохранении мощности других типов электрогенерации. В работе рассмотрено 7 сценариев, при поэтапном увеличении установленных мощностей ВЭС и СЭС на 1,25 ГВт каждой, начиная с мощности 5 ГВт. В итоге были сформированы следующие сценарии: «Базовый», «+7,5 ГВт ВИЭ», «+10 ГВт ВИЭ», «+12,5 ГВт ВИЭ», «+15 ГВт ВИЭ», «+17,5 ГВт ВИЭ», «+20 ГВт ВИЭ». Мощности остальных станций в каждом из указанных сценариев остаются неизменными.

В качестве исходных данных для сценария в модели были заданы установленные мощности разных типов электростанций и соответствующие им технико-экономические характеристики, а также почасовой спрос на электроэнергию из отчетов СО ЕЭС и Администратора торговой системы (АТС). В рассмотренных сценариях электростанции задаются агрегировано по технологиям и по видам топлива. В модели выделяются: газовые теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) с разделением на станции с паротурбинными установками (ПТУ), парогазовыми установками (ПГУ), газотурбинными установками (ГТУ) и газопрошневыми агрегатами (ГПА); однопродуктовые газовые и угольные конденсационные электростанции (КЭС) на ПТУ, ПГУ, ГТУ, ГПА; атомные электростанции (АЭС); гидроэлектростанции (ГЭС); ВЭС и СЭС; гидроаккумулирующие станции (ГАЭС). Долевая структура мощностей, описанных в работе, в рассматриваемых сценариях представлена на рисунке 2.

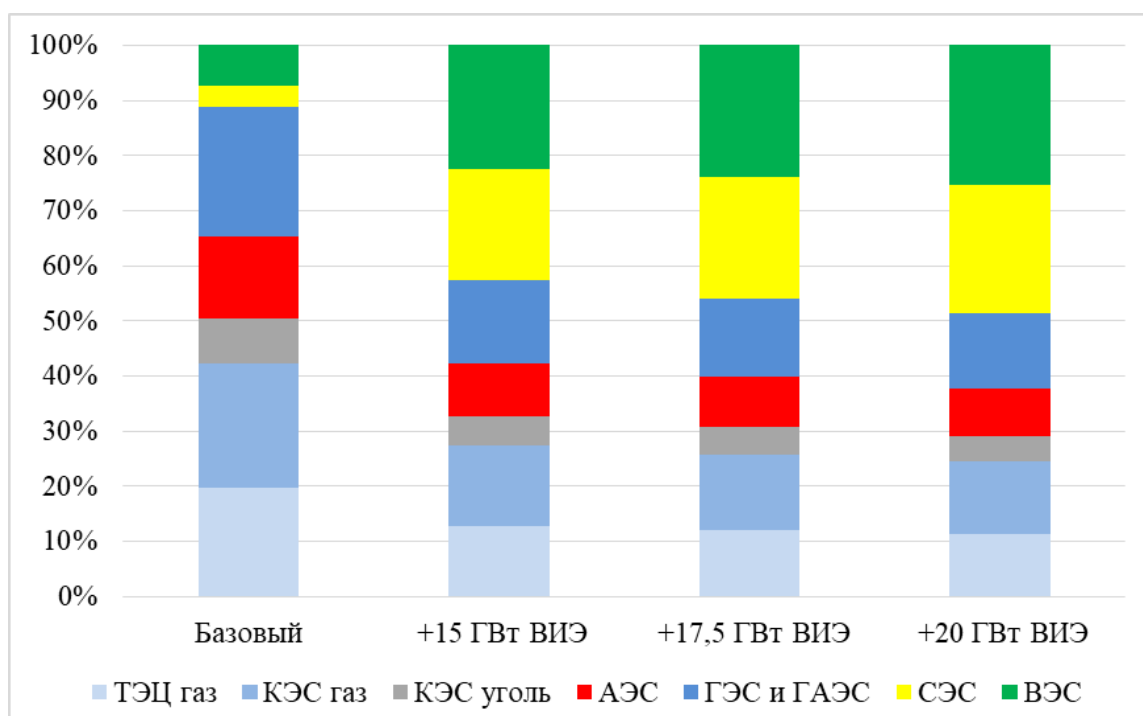


Рис. 2. Структура генерирующих мощностей в ОЭС Юга в базовом сценарии

Рассматриваемые сценарии моделируются только в рамках ОЭС Юга как единой энергозоны, но с учетом электрической связи с другими энергозонами – ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги. В исходных данных эти связи задаются как ограниченные сверху почасовые перетоки мощности. Графики выработки ВИЭ в моделируемых сценариях задаются на основе многолетних спутниковых климатических данных [13], а также данных по работе уже существующих в энергосистеме Юга ВЭС и СЭС.

При моделировании сценариев рассматривается внедрение Li-ion накопителей электроэнергии, поскольку они обладают наименьшими сроками строительства и оптимальными технико-экономическими параметрами для их использования при балансировании энергосистем. В модели не рассматривались большие объемы ГАЭС, поскольку для их строительства на территории ОЭС

необходимы соответствующие водные ресурсы и свободные территории (данные о потенциальных площадках размещения ограничены), а Li-ion накопители вполне свободны в своем размещении в любой энергосистеме. Для выбранной технологии накопления электроэнергии в сценариях помимо операционных затрат были заданы инвестиционные составляющие затрат, такие как удельные затраты на кВт мощности и удельные затраты на кВт·ч емкости, на основе которых при моделировании определяется целесообразность финансовых вложений в строительство и использование накопителей для повышения гибкости в ОЭС Юга. Традиционно считается, что избыток электроэнергии бывает только ночью, когда большинство участников рынка не потребляют энергию. Однако при большой доле ВИЭ в энергосистеме, работа которых не диспетчеруется, а определяется погодными условиями, возникают ситуации, при которых в энергосистеме может быть излишек энергии даже в дневные часы. В данном случае накопители будут потреблять эти избытки в дневное время суток, перераспределяя на другие часы и поддерживая тем самым баланс в энергосистеме.

3. Анализ сценариев. Влияние накопителей на режимы работы электростанций

Проведенное моделирование показало, что энергосистема ОЭС Юга при существующем составе генерирующих мощностей справляется с дополнительным ростом ВИЭ вплоть до 12,5 ГВт включительно, когда доля ВЭС и СЭС составляет 39% от установленной мощности всех станций энергосистемы. Начиная со сценария «+15 ГВт ВИЭ» в энергосистеме начинает возникать эффект «curtailment» – проблема ее недостаточной гибкости, при которой энергосистема не способна использовать всю доступную энергию от возобновляемых источников [14]. Этот эффект приводит к отключению части генерирующих мощностей ВИЭ для соблюдения баланса, что снижает коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) солнечной и ветряной генерации.

Стоит отметить, что моделируемые сценарии не предполагают балансового дефицита – базовый сценарий не имеет дефицита диспетчируемых мощностей, соответственно при вводе дополнительных мощностей ВИЭ к уже существующим дефицит не возникает. Для создания стимула к постройке СНЭЭ в энергосистеме при моделировании был выставлен высокий «штраф» за появление эффекта «curtailment». Таким образом, модели становится более выгодным ввести новые мощности накопителей, нежели платить «штрафы» за ограничение мощности ВИЭ, согласно критерию минимизации затрат. В результате модель МОССО выбрала оптимальные мощности накопителей и их емкость для сценариев, начиная с «+15 ГВт ВИЭ», ликвидировав возникшие проблемы гибкости в энергосистеме. Появившиеся мощности СНЭЭ не только решили проблему «curtailment», но и в целом «оздоровили» режим работы всей энергосистемы.

Далее рассматриваются сценарии, начиная от «+15 ГВт ВИЭ», так как именно в них проявляются проблемы с гибкостью энергосистемы и проявляются значимые объемы ввода СНЭЭ. Особо стоит выделить предельный сценарий «+20 ГВт ВИЭ», так как именно здесь наиболее сильно проявляется влияние СНЭЭ на работу энергосистемы Юга. В таблице 1 показано, в каких объемах вводятся накопители, в зависимости от добавленных мощностей ВИЭ.

Таблица 1. Зависимость ввода СНЭЭ от увеличения мощностей ВИЭ в ОЭС Юга

Вводы мощностей ВИЭ	+15 ГВт	+17,5 ГВт	+20 ГВт
Вводы мощностей СНЭЭ, МВт	1427,4	3293,6	5095,7
Вводы емкости СНЭЭ, МВт·ч	3740,7	11666,8	21977,6
Соотношение емкости к мощности	2,6	3,5	4,3

Источник: составлено авторами

Ввод мощности накопителей определяется требованиями устранения эффекта «curtailment», из-за чего мощность СНЭЭ растет линейно от сценария к сценарию. Однако емкость накопителей растет нелинейно – с каждым дополнительным вводом ВИЭ энергосистеме требуется значительно больше емкостных возможностей накопителей. Если в сценарии «+15 ГВт ВИЭ» энергосистеме требовались в основном 2-х часовые накопители, то в сценарии «+20 ГВт ВИЭ» уже требуются как минимум 4-х часовые. Это объясняется растущим объемом и неравномерностью выработки нерегулируемых источников (относительно одинакового объема потребления электроэнергии) и подчеркивает важность планирования как мощностных, так и энергетических объемов накопителей при развитии энергосистемы с акцентом на ВИЭ.

Влияние накопителей на работу энергосистемы с существенной ВИЭ, показано на рисунке 3.

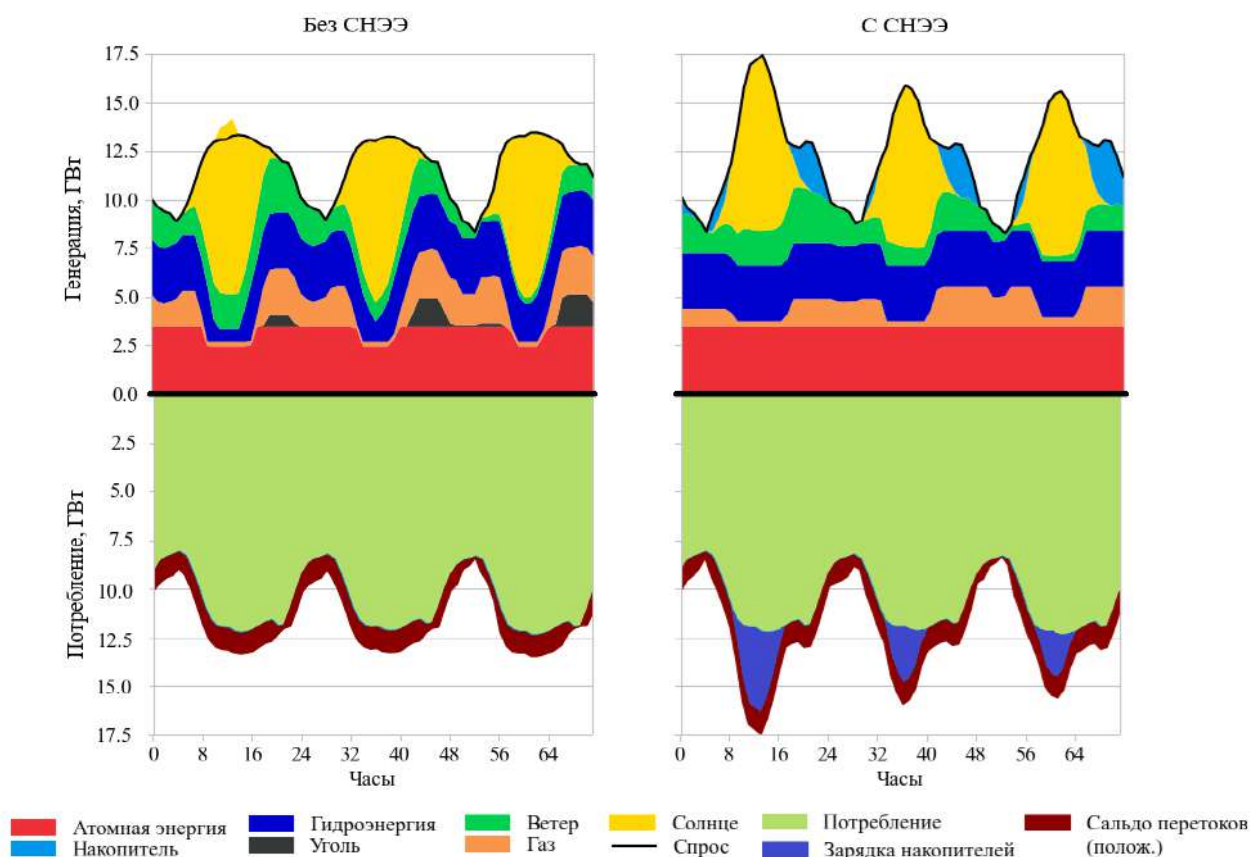


Рис. 3. График генерации и потребления электроэнергии 7-9 июня без и со СНЭЭ в сценарии ОЭС Юга «+20 ГВт ВИЭ»

В энергосистеме с большой долей ВИЭ без накопителей энергии сильно меняется режим работы остальных электростанций. ВИЭ, в частности СЭС, вынуждают другие источники максимально снижать выработку электроэнергии в дневные часы, смещая свой график на работу ночью. АЭС вынуждены снижать свою выработку в рамках имеющегося небольшого регулировочного диапазона, газовые ТЭЦ работают исключительно для обеспечения тепловой нагрузки. Тем не менее, даже при этих условиях возникают ситуации, когда энергия от ВИЭ полностью не была потреблена (рис. 3 слева). Из-за такого графика работы в энергосистеме возникают два «узких» временных промежутка в течение каждого дня – утро и вечер. Вечером СЭС перестают выдавать энергию, а утром еще не успевают ее выработать при уже высокой нагрузке со стороны потребителей. Из-за этого утром и вечером в энергосистеме приходится дозагружать свои свободные маневренные мощности: вечером на пару часов, отключая их на ночь, запуская вновь на утро на пару часов. Это сильно увеличивает затраты на пуски и остановки агрегатов, а также вынуждает электростанции работать не в оптимальном диапазоне, снижая свой КПД.

СНЭЭ выравнивают работу каждого типа электростанций в энергосистеме (таблица 2). Во-первых, накопители благодаря зарядке могут забирать избыточную солнечную энергию в дневные часы, не вынуждая их ограничивать свою выработку АЭС. ГЭС имеет возможность эффективно использовать свои водохранилища и не терять энергию на холостых сбросах воды. Во-вторых, СНЭЭ выдают энергию утром и вечером, из-за чего тепловые электростанции лишней раз не запускаются, а работают более ровным графиком в течение суток. В-третьих, для компенсации потерь накопителей в цикле «заряд-разряд» увеличилась суммарная годовая выработка в энергосистеме, повышая средний КИУМ электрогенерации.

Введение СНЭЭ в энергосистему с большой долей ВИЭ в особенности сказалось на газопоршневых электростанциях. Эти маневренные агрегаты активно использовались для балансирования энергосистемы, но накопители взяли на себя эту задачу. Также снизился КИУМ у

наиболее затратных угольных электростанций. В сценариях без СНЭЭ их мощность использовалась в неравномерном режиме для покрытия вечерних и утренних нагрузок и когда ВИЭ не были способны выработать энергию. В рассмотренных сценариях накопители стали использоваться в тех же случаях, что можно наблюдать на приведенном выше рисунке 3.

Таблица 2. Изменение КИУМ от введения СНЭЭ в сценарии ОЭС Юга +20 ГВт ВИЭ

Станция	КИУМ без СНЭЭ	КИУМ с СНЭЭ	Изменение, п.п.
Газовые ТЭЦ, в том числе	-	-	-
ПТУ-130	19,7%	19,7%	0,00
ПТУ-90	27,0%	25,6%	-1,42
ПГУ	40,3%	37,7%	-2,59
ГТУ	14,0%	14,0%	0,00
ГПА	28,1%	22,6%	-5,48
Газовые КЭС, в том числе	-	-	-
ПТУ-240	0,0%	0,0%	0,00
ПТУ-130	0,0%	0,0%	0,00
ПТУ-90	0,0%	0,0%	0,00
ПГУ	46,7%	47,7%	0,98
ГТУ	0,0%	0,0%	0,00
ГПА	0,6%	0,0%	-0,60
Угольные КЭС, в том числе	-	-	-
ПТУ-240	18,5%	14,5%	-3,99
АЭС	79,5%	81,5%	2,06
ГЭС	32,8%	33,8%	1,07
ВИЭ, в том числе			0,00
СЭС	15,3%	15,9%	0,65
ВЭС	27,9%	28,5%	0,60

Источник: составлено авторами

Наибольший положительный результат от введения СНЭЭ получили ВИЭ, на которых до этого сказывался эффект «curtailment», АЭС, вынужденные ранее снижать нагрузку днем и даже отключаться, ГЭС, имеющие избыток воды в водохранилищах. Также интересно отметить увеличение КИУМ у газовой КЭС-ПГУ – эффективной тепловой электростанции, которой ранее также приходилось заниматься компенсацией выработки ВИЭ, а с вводом накопителей удалось перейти в более стабильный режим выработки энергии.

4. Анализ сценариев. Влияние накопителей на ценовой профиль

Ввод ВЭС и СЭС, оказывает существенное влияние и на рыночную ситуацию. При большой доле ВИЭ на спотовом рынке из-за избыточного производства ими электроэнергии возникают нулевые равновесные цены на электроэнергию в конкретных часах. Поскольку у этих источников отсутствуют топливные затраты, на спотовом рынке они могут продавать электроэнергию по нулевой цене. При этом каждый ввод дополнительной мощности данных источников будет сопровождаться сдвигом кривой предложения электроэнергии вправо, тем самым снижая цену (или увеличивая частоту появления нулевых цен) [15].

Этот эффект получил название «ценового каннибализма» [16], а его следствием является снижение выручки со спотового рынка электроэнергии, как для ВЭС и СЭС, ввод которых обеспечивает описанное выше снижение цен, так и для остальных электростанций на рынке, вынужденных поддерживать минимальный уровень нагрузки в эти часы, по технологическим причинам (АЭС), и обеспечивающих теплоснабжения потребителей (ТЭЦ).

Эффективный режим работы накопителей предполагает заряд наиболее дешевой электроэнергией (в часы ее избытка) и разряд в часы дефицита, когда доступность других мощностей ограничена [17]. Балансовая ситуация коррелирует с уровнем спотовых цен. Экономическая модель работы накопителя определяется разностью цен заряда и разряда: именно ценовой арбитраж позволяет окупить инвестиции в системы накопления.

В энергосистемах с большими объемами ВИЭ дефициты электроэнергии не обязательно возникают только в часы максимальной нагрузки, но и в часы, когда выработка ВЭС и СЭС резко снижается под влиянием стохастических погодных факторов. Это приводит к росту спотовой цены до уровня затрат наиболее дорогого поставщика (иди штрафа за недоотпуск электроэнергии). Таким

образом, ВИЭ создают сильную волатильность спотовой цены, однако СНЭЭ позволяют компенсировать описанные ситуации, существенно снижая амплитуду ценовых колебаний, что видно на рисунке 4.

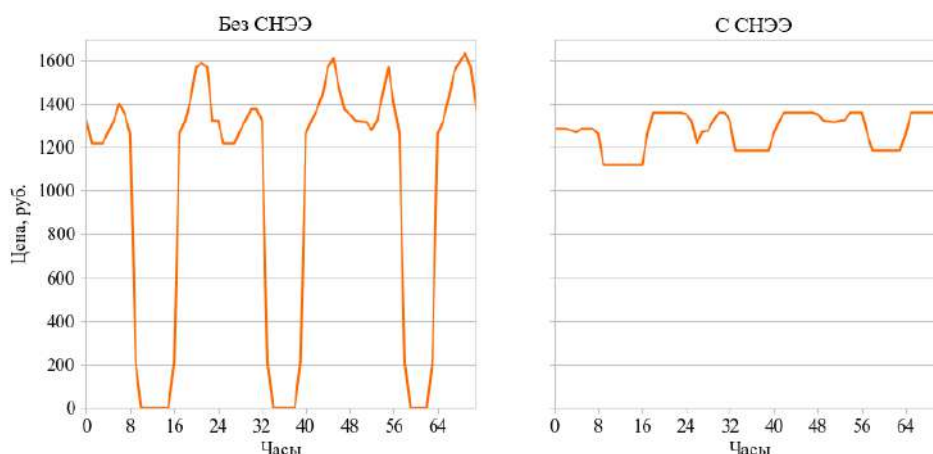


Рис. 4. Спотовые цены на электроэнергию 7-9 июня без и со СНЭЭ в сценарии ОЭС Юга +20 ГВт ВИЭ, руб./МВт·ч

Работа ВИЭ создает сильные колебания в графике цен – днем при избытке энергии от СЭС цены на электроэнергию обрушиваются до нуля. При этом, как только СЭС перестают работать, в работу включаются различные тепловые электростанции, что резко увеличивает цены. Похожий эффект происходит утром, когда потребителям уже нужна энергия, а СЭС еще не работают в полную силу. СНЭЭ значительно выравнивает график цен, избавляясь от нулевых цен и исключая высокие цены вечером и утром. Стоит отметить, что накопители не убрали полностью нулевые и околонулевые цены как явление, но количество таких часов значительно снизилось.

Такое изменения профиля спотовой цены создают положительный эффект для электростанций, которые вынуждены работать в периоды таких низких и околонулевых цен – ВИЭ, АЭС и ТЭЦ на теплофикационной нагрузке. Им реже придется «бесплатно» продавать электроэнергию. Однако накопители негативно влияют на электростанции с высокими топливными издержками. СНЭЭ вытесняют их из графика нагрузки, а также снижают цены со стороны предложения, конкурируя с «дорогими» станциями.

Общая оценка системных эффектов от ввода накопителей в энергосистеме с большой долей ВИЭ демонстрируется в таблице 3.

Таблица 3. Системные эффекты от вводов СНЭЭ в энергосистему ОЭС Юга с большой долей ВИЭ

Увеличение мощностей ВИЭ	Без ввода СНЭЭ			С вводом СНЭЭ		
	+15 ГВт	+17,5 ГВт	+20 ГВт	+15 ГВт	+17,5 ГВт	+20 ГВт
Ввод накопителей, МВт	-	-	-	1427,4	3293,6	5095,7
Увеличение производства для компенсации потерь СНЭЭ, млн кВт·ч				214,7	331,7	503,0
Curtaiment, млн кВт·ч	177,9	600,0	1259,7	0	0	0
Системные затраты с учетом ввода СНЭЭ, млрд руб.	-	-	-	60,60	74,84	92,15
Системные затраты без ввода СНЭЭ, млрд руб.	47,27	42,32	38,03	46,70	40,50	34,86
Средневзвешенная цена на спотовом рынке, руб./МВт·ч	1298,4	1176,3	1084,9	1318,6	1226,9	1135,9
Затраты на пуски/остановы мощности в энергосистеме, млн руб.	230,2	269,2	333,9	147,6	120,2	103,3

Источник: составлено авторами

Основным эффектом от введения накопителей можно назвать избавление от существующей проблемы гибкости – эффекта «curtaiment». В сценарии «+20 ГВт ВИЭ» суммарная «потерянная» энергия составила более 1% от годовой потребности ОЭС Юга. Также положительным эффектом является снижение затрат на пуски и остановки оборудования в энергосистеме. Благодаря

накопителям, в предельном сценарии наблюдается снижение данных затрат более чем в 3 раза. Этот показатель демонстрирует изменение поведения традиционной генерации в энергосистеме – ей уже не приходится столь активно маневрировать под влиянием графика нагрузки потребителей и работы ВИЭ.

Средневзвешенная цена на спотовом рынке от вводов накопителей в целом увеличилась. СНЭЭ создают дополнительный спрос в эти часы «нулевых» цен и делают спотовую цену ненулевой. Кроме того, для компенсации потерь в накопителях общее производство электроэнергии в энергосистеме вырастает. В рассмотренных сценариях, дорогая генерация практически не участвовала в покрытии спроса, поэтому ее вытеснение накопителями дает небольшой эффект, но меньший, чем повышение цен в часы «нулевых» цен.

В качестве системных затрат в работе принимались суммарные переменные затраты на выполнение почасовых балансов за год, за исключением постоянных издержек. В задаче линейного программирования МОССО – это соответствует значению целевой функции. Вынужденный ввод накопителей увеличил целевую функцию за счет необходимого аннуитетного платежа за мощность СНЭЭ. В предельном сценарии указанная величина составила существенные 57 млрд рублей в год.

5. Заключение

Для оценки пределов гибкости ОЭС Юга на отчетных данных за 2023 год при внедрении дополнительных мощностей ВИЭ был проведен сценарный анализ на модели коммерческой диспетчеризации МОССО. Моделирование для определения возможных проблем с гибкостью и поиска оптимальных масштабов внедрения накопителей электроэнергии для их решения, показало, что ОЭС Юга обладает достаточной гибкостью вплоть до введения 15 ГВт ВИЭ, начиная с которых требовалось введение существенных мощностей накопителей. Последующее увеличение мощности ВИЭ-электростанций также сопровождается существенным ростом мощности накопителей при еще более быстром увеличении их требуемой емкости (от 2 до 4 часов).

Оптимизационные расчеты показали, что добавление накопителей в выбранных моделью масштабах для ликвидации проблем с гибкостью из-за высокой доли ВИЭ в структуре мощностей позволяет повысить эффективность режимов работы других электростанций, исходя их критерия минимизации совокупных переменных затрат в энергосистеме.

Накопители также оказали положительные эффекты на спотовый рынок электроэнергии, способствуя снижению частоты «нулевых» цен и заметному сокращению амплитуды ценовых колебаний. Вместе с тем, компенсация потерь электроэнергии в циклах «заряд-разряд» потребует общего роста объемов производства, что также способствует росту среднегодовой спотовой цены электроэнергии.

Вместе с тем, благоприятные энергетические эффекты развития СНЭЭ в ОЭС Юга ухудшают ценовые условия для окупаемости самих накопителей за счет разности цен покупки и продажи электроэнергии. Накопители получают маржинальную прибыль, так как они покупают на спотовом рынке дешевую электроэнергию в периоды избытка и продают ее дороже в периоды дефицита. Показатель маржинальной прибыли корректируется на КПД установки – от этого показателя зависит разница между объемом суммарной зарядки и выработки. При сокращении «разброса» цен реализация проекта по развитию СНЭЭ потребует использования механизмов, из-за которых финансовая нагрузка ляжет на потребителей электроэнергии из-за недостаточной окупаемости проекта на разнице спотовых цен. В связи с этим необходимо в дальнейшем исследовать размер дополнительной платы со стороны потребителей, который необходим для полной компенсации затрат накопителей при внедрении их в больших масштабах в энергосистему.

Литература

1. *Akrami A., Doostizadeh M., Aminifar F.* Power system flexibility: an overview of emergence to evolution // *Journal of modern power systems and clean energy.* – 2019. – Т. 7, №. 5. – С. 987–1007.
2. *Городилов М.А., Люшин Л.С.* Повышение гибкости энергосистемы при интеграции электростанций на возобновляемых источниках энергии в ОЭС Юга // *Актуальные проблемы управления – 2023: Материалы 28-й международной науч.-практ. конф.* – Москва: ГУУ, 2023. – С. 338–340.
3. *Георгиевский И.Д.* Об увеличении пропускной способности межсистемных линий электропередачи при росте доли ветровых и солнечных электростанций в составе энергосистем // *Современные тенденции и инновации в науке и производстве: Материалы XIII междунар. науч.-технич. конф.* – Междуреченск: Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, 2024.

4. IEA, Batteries and Secure Energy Transitions, 2024 <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>.
5. *Илюшин П.В., Шавловский С.В.* Механизмы окупаемости инвестиций в системы накопления электрической энергии при их использовании для снижения пиковых нагрузок и затрат на мощность // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – № 1(42). – С. 12–20.
6. *Бушуев В.В., Новиков Н.Л.* Инфраструктурные накопители в энергетике / В. В. Бушуев, Н. Л. Новиков // Энергетическая политика. – 2020. – № 10(152). – С. 74–89. – DOI: 10.46920/2409-5516_2020_10152_74.
7. *Тимофеева А.Г., Самойлова А.А., Антонов А.А., Пуршев И.А.* Использование систем накопления энергии на ВЭС, работающих в составе ЕЭС России // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2023. – № 5(80). – С. 54–61.
8. Распоряжение Правительства РФ от 30.12.2024 № 4153-р «О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года».
9. Отчет о функционировании энергосистемы России в 2024 году <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2025/tech-disc2025ups/>.
10. Прогноз развития энергетики мира и России 2024 / под ред. А. А. Макарова, В. А. Кулагина, Д. А. Грушевенко, А. А. Галкиной; М.: ИНЭИ РАН, 2024. – 208 с.
11. *Schmidt O., Melchior S., Hawkes A., Staffell I.* Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies // Joule. – 2019. – Т. 3, №. 1. – С. 81–100.
12. *Аликин Р.О., Ерохина И.В., Хоршев А.А.* Подход к интеграции моделей развития и коммерческой диспетчеризации генерирующих мощностей для оценки гибкости энергосистемы на примере ЕЭС России // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2024): Труды семнадцатой междунар. конф. – М.: ИПУ РАН, 2024. – С. 617–624.
13. *Фрид С.Е., Лисицкая Н.В., Попель О.С., Филиппов С.П.* Анализ перспективных для строительства солнечных электростанций районов России с учетом ресурса солнечной энергии и нестабильности ее поступления // Вестник Объединенного института высоких температур. – 2024. – Т. 15, № 3. – С. 34–39. – DOI: 10.33849/2024306.
14. *Bird L., Lew D., Milligan M., Carlini E. M., Estanqueiro A., Flynn D., Gomez-Lazaro E., Holttinen H., Menemenlis N., Orths A., Eriksen P. B., Smith J. C., Soder L., Sørensen P. E., Altiparmakis A., Yasuda Y., Miller, J.* Wind and solar energy curtailment: A review of international experience // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Т. 65. – С.577–586. – DOI: 10.1016/j.rser.2016.06.082.
15. *Веселов Ф.В., Ерохина И.В., Никулина Е.А.* Моделирование ценовых последствий на конкурентном рынке электроэнергии в России при интенсивном развитии неуглеродных электростанций // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2020): Труды тринадцатой междунар. конф., / Под общ. ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. – Москва: ИПН РАН, 2020. – С. 156–164. – DOI: 10.25728/mlsd.2020.0156.
16. *Jones M., Rothenberg F., ICIS* The renewable cannibalisation problem: Why full merchant, 2019. <https://sdgresources.relx.com/sites/default/files/renewable-cannibalisation-white-paper.pdf>.
17. *Васьковская Т.А., Ключ Б.А.* Проектирование рынка электроэнергии с накопителями энергии // Электричество. – 2020. – № 12. – С. 31–43. – DOI: 10.24160/0013-5380-2020-12-31-43.