



ПРИМЕНЕНИЕ АККУМУЛЯТОРНЫХ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ (BESS) В ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



Инна Ким,
заместитель директора
ТОО «Energy System Researches»

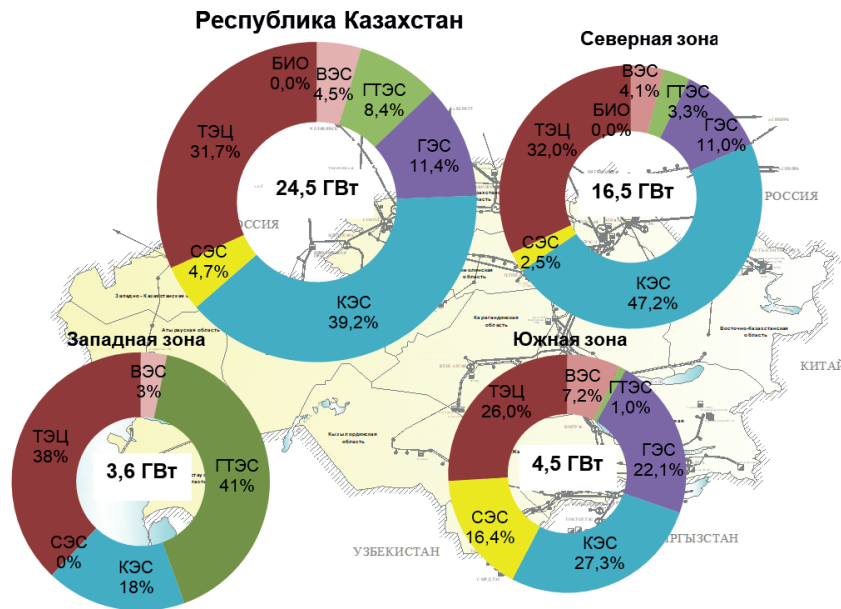
Актуальность аккумуляторных систем накопления энергии (BESS) для Казахстана

Имеющийся международный опыт демонстрирует широкий спектр областей применения BESS, основные из которых: сглаживание пиков нагрузки, бесперебойное электроснабжение, регулирование частоты, сглаживание колебаний напряжения, отсрочка модернизации сетей, максимальное увеличение текущих возможностей сети и другие. При этом для определения целесообразности, возможностей внедрения в различных сценариях и эффективного использования BESS в Казахстане необходимо принимать во внимание следующие специфические особенности энергосистемы.

Структура традиционной генерации по зонам и типу

В структуре установленных мощностей на электростанциях РК по технологии производства электроэнергии тепловые электростанции в 2022 году составляли 19,46 ГВт, при этом их доля составила 79,4% от общей установленной мощности, включая: конденсационные электрические станции – 9,6 ГВт (39,2%), теплоэлектроцентрали – 7,8 ГВт (31,7%) и газотурбинные электрические станции – 2,06 ГВт (8,4%).

Диаграмма 1. Структура установленной мощности электростанций РК по технологии производства электроэнергии за 2022 год



Источник: АО «KEGOC»

В разрезе зон структура генерации неоднородна. Так, ГТЭС размещены преимущественно в Западной зоне, а крупные ГЭС – в Северной и Южной зонах.

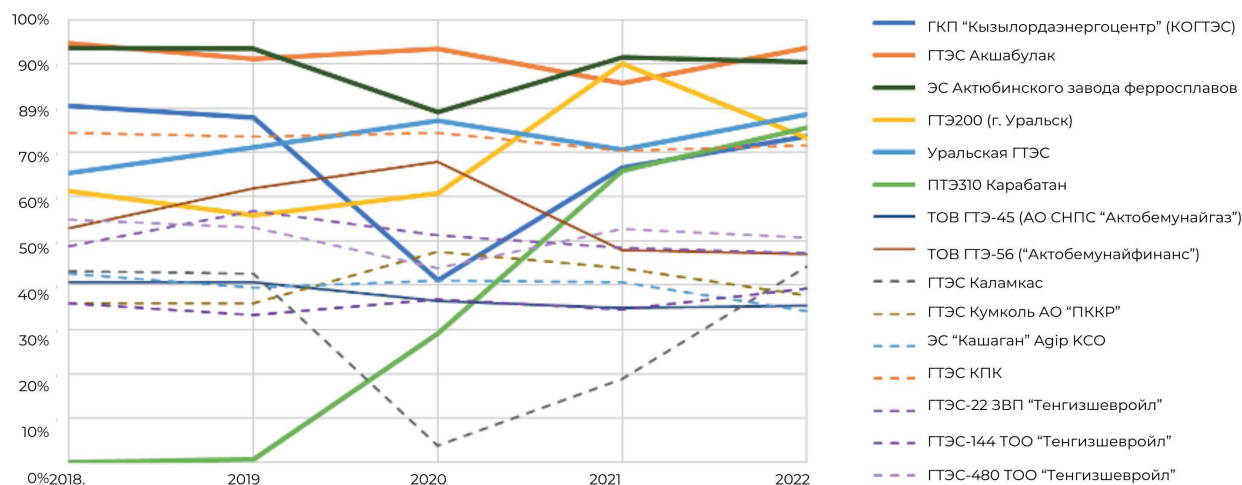
Ввиду имеющихся технологических особенностей газотурбинные электростанции (ГТЭС) и гидроэлектростанции (ГЭС) обладают наилучшей способностью оперативно изменять генерацию, обеспечивая быструю загрузку и разгрузку. При этом следует отметить, что в Казахстане из шести крупных ГЭС в регулировании участвуют лишь четыре.

Таблица 1. Маневренная способность ГЭС Казахстана

№	Название	Область, зона размещения	Установленная мощность, МВт	Регулирующая способность	Примечание
1	Бухтарминская ГЭС	ВКО, Северная зона	675	Имеется	
2	ТОО «AES Усть-Каменогорская ГЭС»	ВКО, Северная зона	380	Отсутствует	контррегулятор Бухтарминской ГЭС
3	ТОО «AES Шульбинская ГЭС»	Абайская область, Северная зона	702	Имеется частично	максимальная нагрузка в зимний период не превышает 200 МВт, возможности регулирования – до $\approx \pm 40$ МВт
4	Капшагайская ГЭС	Алматинская область, Южная зона	364	Имеется частично	регулирование осуществляется в размере до $\approx \pm 100$ МВт преимущественно в зимнее время
5	Мойнакская ГЭС	Алматинская область, Южная зона	300	Имеется	
6	Шардаринская ГЭС	Туркестанская область, Южная зона	126	Отсутствует	

Анализ отчетных значений КИУМ ГТЭС показывает, что, за исключением электростанций нефтегазового сектора, покрывающих собственную нагрузку с практически кратным резервом, основные ГТЭС работали преимущественно в базовом режиме с КИУМ 74-90%, не в полной мере реализуя свой регулировочный диапазон.

Диаграмма 2. КИУМ ГТЭС за период 2018–2022 гг.



Примечание: пунктиром представлены электростанции, покрывающие собственную нагрузку.

Планы по развитию генерации ВИЭ по зонам и типу

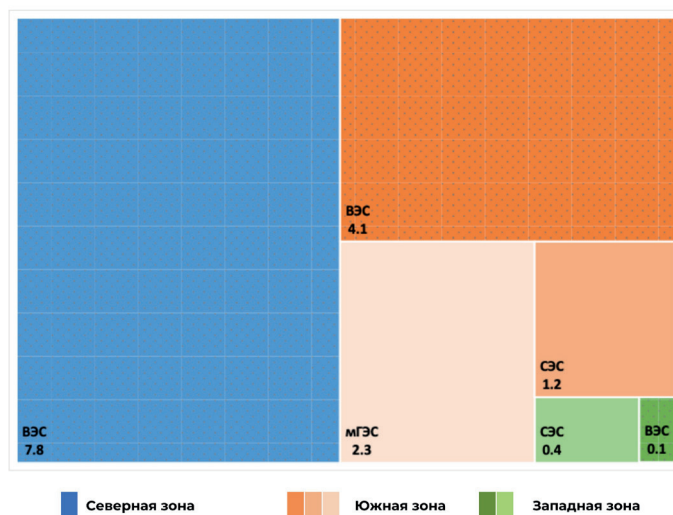
Показатели развития ВИЭ содержатся в следующих документах:

- Прогнозный энергетический баланс Республики Казахстан до 2035 года (Приказ МЭ РК №44 от 30.01.2023 г.);
- График проведения аукционных торгов 2024–2027 гг. (Приказ МЭ №187 от 23.05.2023 г.);
- План мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли до 2035 года (Приказ МЭ №71 от 20.02.2024 г.).

В соответствии с плановыми показателями на 2035 год намечается ввод 15,8 ГВт ВИЭ, в том числе 12 ГВт ВЭС, 2,3 ГВт мГЭС и 1,6 ГВт СЭС.

Распределение планируемых ВИЭ по зонам и по типам представлено на рисунке ниже.

Диаграмма 3. Распределение планируемых на 2035 год ВИЭ по зонам и по типу, ГВт

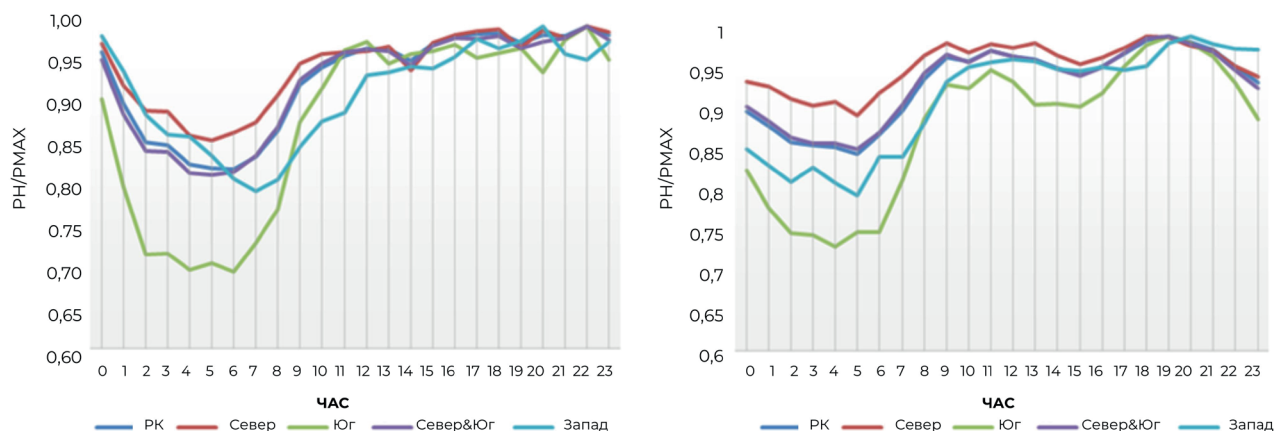


Анализ прогнозируемых объемов ввода объектов ВИЭ на 2035 год показал, что основной прирост установленной мощности ВИЭ ожидается в Северной (49%) и Южной (48%) зонах энергосистемы Казахстана. При этом развитие ВИЭ в Северной зоне планируется исключительно за счет ВЭС, тогда как в Южной зоне предполагается ввод мощностей ВЭС, СЭС и МГЭС.

Профиль нагрузки

Южная зона имеет наименее равномерный и плотный график нагрузки из-за значительной доли коммунально-бытового потребления. Все рассмотренные суточные графики нагрузки имеют дневной (10÷12 ч.) и ночной (19÷23 ч.) пики нагрузки.

Диаграмма 4. Характерные суточные графики нагрузок летнего и зимнего дня контрольных замеров



Протяженные сети

Общая протяженность электрических сетей НЭС Казахстана (ВЛ и ПС), принадлежащих АО «KEGOC» на 31.12.2022 г., приведена ниже:

1150 кВ (вкл. на 500 кВ) – 1421 км

500 кВ – 8282 км

330 кВ (вкл. на 220 кВ) – 1863 км

220 кВ – 14890 км

Ограниченная пропускная способность транзита Север – Юг

Пропускная способность транзита Север – Юг по существующему состоянию в ограничивающем сечении (Агадырь – ЮКГРЭС) оценивается в ≈ 2100 МВт для направления из Северной в Южную зону и ≈ 2400 МВт в обратном направлении.

Параллельная работа с энергосистемами РФ и Центральной Азии (Кыргызстан и Узбекистан)

Анализ почасовых балансов в целом по энергосистеме Казахстана показал, что 97% времени небалансы находились в диапазоне ± 1000 МВт и покрывались за счет обменных потоков мощности с энергосистемами сопредельных государств. Однако действующие договорные обязательства по межгосударственным перетокам электроэнергии предусматривают поддержание обменных потоков мощности в пределах ± 150 МВт с энергосистемой РФ и ± 50 МВт с энергосистемой Центральной Азии.

Отсутствие актуального норматива по обеспечению надежности работы энергосистемы

Нормативный объем первичного и вторичного резерва мощности регламентируется Электросетевыми правилами РК: первичный – в размере 2,5% от располагаемой мощности станций, вторичный – в размере 8% от максимума нагрузки, но не менее установленной мощности самого крупного блока.

Однако с увеличением доли ВИЭ этот норматив требует пересмотра, поскольку ВИЭ вносят значительную неопределенность в общий баланс генерации. Это, в свою очередь, приводит к увеличению неопределенности профиля «чистой» нагрузки, которую необходимо покрыть традиционными электростанциями¹.

Механизмы для возврата инвестиций

В настоящее время в Казахстане действуют рынок мощности, оптовый и балансирующий рынок электроэнергии, а также дополнительная оплата за участие электростанций в централизованной системе автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ).

В случае положительного технико-экономического обоснования возможно применение BESS в Казахстане как в качестве отдельного бизнеса (арбитраж), так и в сочетании с другими технологиями (генерация ВИЭ, системные услуги и другое).

¹ Необходимо проведение исследования определения потребности в реактивной мощности в части изучения устойчивости по напряжению точки подключения. Подход, который применяется в сетевых правилах, требует пересмотра.

Диаграмма 5. Актуальность аккумуляторных систем накопления энергии для Казахстана²

Арбитраж				Генерация ВЭС и СЭС				Сетевой оператор				Системные услуги			
Услуга	Мощность	Емкость	Частота использования	Услуга	Мощность	Емкость	Частота использования	Услуга	Мощность	Емкость	Частота использования	Услуга	Мощность	Емкость	Частота использования
Арбитраж на оптовом рынке	Определяется рынком	≥2ч	≥1 раз в сутки	Снижение ошибки прогноза	≤30% от уст. мощн.	≤2ч	≤1 раз в сутки	Разгрузка линий передачи и отсрочка модернизаций линий	≤100 МВт	≤4ч	варьируется по сезонам	Регулирование перепадов (АРЧМ)	>100 МВт	≤2ч	≥1 раз в сутки
												Аварийный резерв	>100 МВт	≤4ч	≥1 раз в год
Арбитраж на балансирующем рынке	Определяется рынком	≤2ч	≤1 раз в сутки	Снижение объема ограничений генерации	≤30% от уст. мощн.	≥2ч	варьируется по сезонам	Противоаварийное управление	<100 МВт	≤1ч	>1 раз в год	Оптимизация системных потерь	>100 МВт	≤4ч	≥1 раз в сутки
												Регулирование напряжения	>100 МВт	≤4	≥1 раз в сутки
												Регулирование инерции	>100 МВт	≤1ч	<1 раз в год
												Регулирование частоты	>100 МВт	≤1ч	<1 раз в год
												Обеспечение надежности	>100 МВт	≤1ч	<1 раз в год
												Запуск с нуля	<100 МВт	≤1ч	<1 раз в год

Рынок мощности и электроэнергии

Балансирующий рынок

Рынок мощности

Рынок электроэнергии

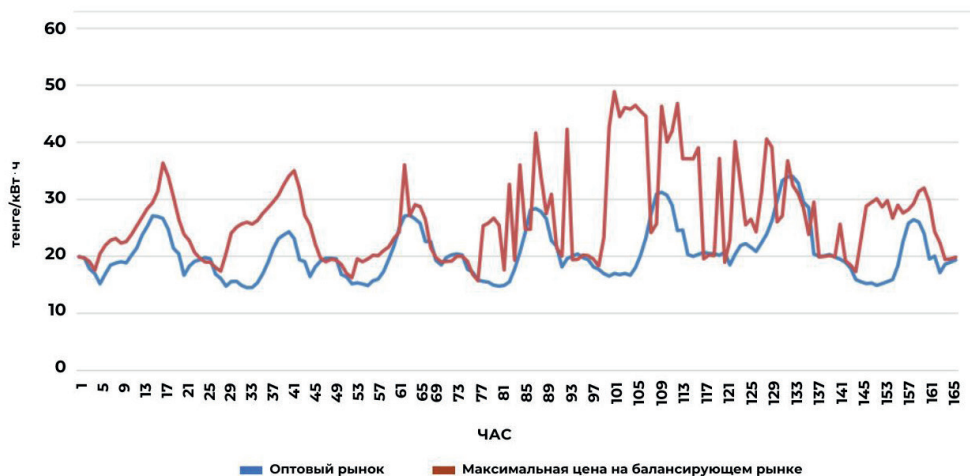
Арбитраж – покупка электроэнергии во внепиковые часы на оптовом или балансирующем рынке и ее реализация в пиковые часы.

Так, по данным АО «КОРЭМ» за сентябрь 2024 года, минимальная и максимальная цены за дисбаланс на балансирующем рынке складывались в диапазоне от 0,01 до 63,21 тенге/кВт·ч, а на оптовом рынке (на сутки вперед), по данным ТОО «РФЦ», стоимость электроэнергии в разные часы складывалась в диапазоне от 12,62 до 35,6 тенге/кВт·ч. При этом на оптовом рынке наблюдаются довольно четкие ценовые тренды с меньшей неопределенностью, тогда как на балансирующем рынке наблюдается высокая волатильность с высокой неопределенностью.



²Энергосистема РК имеет сильные связи с энергосистемой РФ, чьи электростанции «ведут» частоту энергосистем РК и других стран ЦА. Более того, «зона нечувствительности» электростанций РК – 200 мГц, тогда как в РФ – 150 мГц. Таким образом, электростанции РФ быстрее реагируют на отклонения частоты. С учетом вышесказанного, значительное отклонение частоты в энергосистеме РК маловероятно, поэтому частота использования оценена в <1 раз в год (последний столбец диаграммы справа). Данный пункт не касается локальных снижений частоты из-за ограниченной пропускной способности или аварийного отключения.

Диаграмма 6. Динамика почасовых тарифов на оптовом рынке (на сутки вперед) и максимальных цен на балансирующем рынке электроэнергии (за неделю, сентябрь 2024 года)



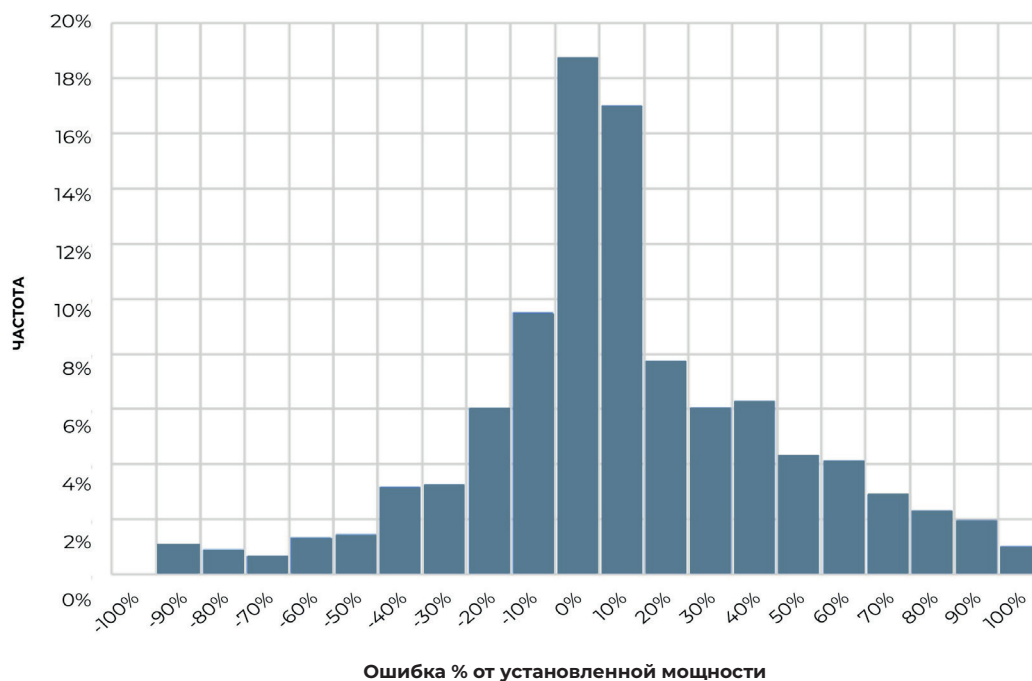
Генерация ВЭС и СЭС

Наиболее перспективным видится применение BESS совместно с генерацией ВИЭ в составе гибридных групп или квалифицированных условных потребителей для следующих целей:

Снижение ошибки прогноза – заряд или разряд BESS для соблюдения заявленного диспетчерского графика.

Так, анализ годовых данных соблюдения планируемого почасового графика генерации для одной из ВЭС 100 МВт, введенной в 2022 году, показал, что 90% отклонений фактических значений от планируемых лежат в диапазоне $\pm 60\%$. При этом международный опыт показывает, что в прогнозировании выработки ВИЭ наблюдается эффект «кривой обучения», то есть, как правило, качество прогноза улучшается со временем и увеличением массива собранных данных.

Диаграмма 7. Распределение отклонений фактических значений генерации одной из ВЭС 100 МВт от плановых значений в течение одного года



Снижение объема ограничений генерации

Предварительное моделирование перспективных режимов работы энергосистемы Казахстана показывает, что на уровне 2030 года наблюдаются существенные ограничения генерации ВИЭ в целях снижения избытков электроэнергии и балансирования энергосистемы. BESS могут использоваться для аккумулирования избыточной электроэнергии, с последующей реализацией ее на рынке во время дефицита мощности.

Электрические сети

- Разгрузка линий передачи и отсрочка модернизации линий – BESS может обеспечить снижение загрузки линии передачи в часы пикового потребления или генерации, тем самым увеличить срок службы существующих сетей и повысить надежность работы энергосистемы;
- Противоаварийное управление – BESS позволяет зачастую не только избегать возникновения аварийных ситуаций, связанных с небалансом мощности путем быстрого реагирования на отклонения в работе энергосистемы, но и облегчает и ускоряет процесс восстановления нормальной работы энергосистемы в аварийных ситуациях.

Системные услуги

Высокая скорость реакции, масштабируемость и гибкость позволяют рассматривать BESS для оказания системных услуг:

- Регулирование перетоков мощности – в энергосистеме Казахстана функционирует автоматическая система регулирования частоты и мощности (АРЧМ), которая отслеживает баланс «генерация – потребление», а также перетоки мощности по основным сечениям НЭС (включая транзит Север – Юг) и межгосударственным сечениям. BESS может быть использована в случае нарушения баланса мощности, а также для корректировки перетока по сигналу Системного оператора, в случае превышения допустимых значений по контролируемым сечениям;
- Аварийный резерв – обеспечение BESS кратковременного резерва для покрытия дефицита или избытка электроэнергии;
- Регулирование инерции и частоты – традиционно роль источников инерции выполняют крупные синхронные генераторы на тепловых и гидроэлектростанциях. Однако с ростом доли ВИЭ в Казахстане возникает потребность в новых подходах к поддержанию инерции. Сетевые BESS (grid forming BESS) с использованием алгоритмов управления синтетической инерцией могут регулировать мощность в зависимости от изменения частоты, обеспечивая аналог инерционной реакции традиционных генераторов;
- Регулирование напряжения и оптимизация потерь в сети – возможность BESS работать источником и потребителем реактивной мощности, что позволяет регулировать напряжение как в нормальных, так и в послеаварийных режимах без необходимости использования дополнительных устройств;
- Обеспечение надежности (адекватность энергосистемы) – BESS может быть использована для минимизации риска возникновения дефицита мощности и сбоев в энергоснабжении;
- Запуск с нуля – энергосистема Казахстана охватывает значительные территории с удаленными регионами и протяженной электросетевой инфраструктурой. В случае развития системных аварий с массовым погашением потребителей и генерации сетевые BESS (grid forming BESS) могут быть использованы для быстрого восстановления подачи электроэнергии и снижения экономических потерь и социального ущерба.

Видение системного оператора по развитию аккумуляторных систем накопления энергии (BESS) в Республике Казахстан

Системный оператор предлагает реализацию проектов BESS через аукционные торги на рынке мощности и/или арбитраж на оптовом (на сутки вперед) или балансирующем рынках электроэнергии.

Возврат инвестиций через аукционные торги на рынке мощности имеет следующие преимущества и недостатки:

Преимущества:

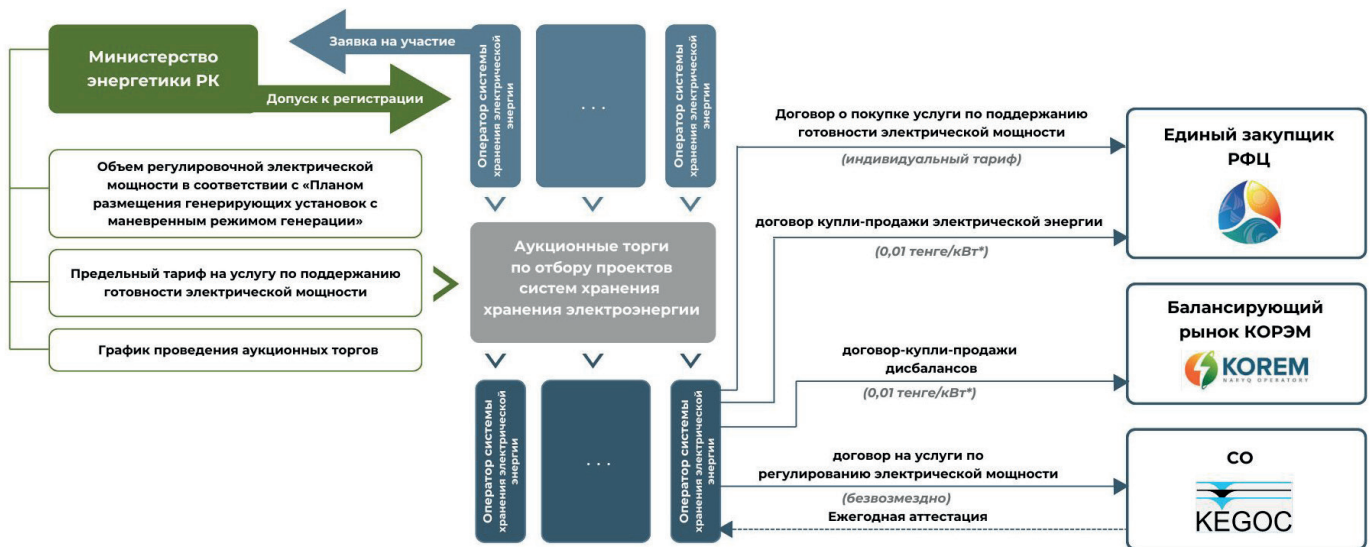
- для инвестора – гарантированный возврат инвестиций в случае отбора;
- для системного оператора – бесплатное использование BESS для предоставления системных услуг.

Недостатки:

- отсутствие мотивации в повышении эффективности использования BESS;
- ограниченный потенциал получения прибыли.



Диаграмма 8. Реализация проектов BESS на аукционных торгах на рынке мощности (видение Системного оператора)



Возврат инвестиций через арбитраж на оптовом (на сутки вперед) или балансирующем рынках имеет следующие преимущества и недостатки:

Преимущества:

- ответственность за повышение эффективности использования BESS возлагается на собственника;
- возможность использования BESS для снижения как локальных, так и системных ограничений.

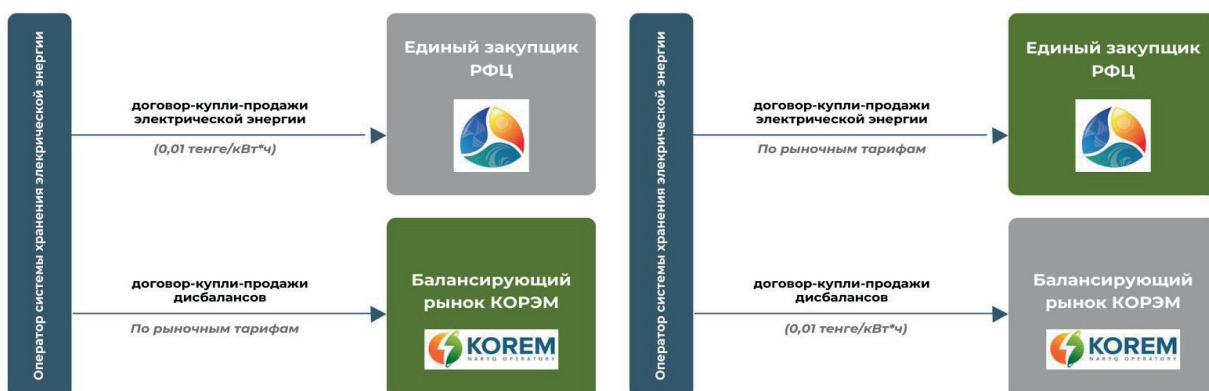
Недостатки:

- отсутствие гарантий возврата инвестиций, зависимость от рыночных условий и качества прогнозирования;
- необходимость четкого разделения мощности и емкости BESS для участия на оптовом и балансирующем рынках электроэнергии; отсутствие возможности продажи на сутки вперед на оптовом рынке и одновременно участия на балансирующем рынке.

Диаграмма 9. Реализация проектов BESS через арбитраж на оптовом (на сутки вперед) или балансирующем рынках электроэнергии (видение системного оператора)

Арбитраж на БРЭ

Арбитраж на оптовом рынке электроэнергии



Аккумуляторные системы накопления энергии (BESS) в рамках моделирования развития Единой энергетической системы Республики Казахстан (Прогнозный баланс)

Моделирование работы BESS было выполнено с учетом следующих исходных позиций:

Планируемое развитие энергетики на 2030 год в соответствии:

- Прогнозным энергетическим балансом Республики Казахстан до 2035 года (Приказ МЭ РК №44 от 30.01.2023 г.);
- Графиком проведения аукционных торгов 2024–2027 гг. (Приказ МЭ №187 от 23.05.2023 г.);
- Планом мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли РК до 2035 года (Приказ МЭ №71 от 20.02.2024 г.);

Моделирование диспетчеризации электростанций в соответствии с параметрами:

- для ТЭС – технический мин/макс, скорость набора/сброса нагрузки;
- для ВИЭ – профиль генерации.

Перспективная почасовая нагрузка получена путем масштабирования отчетного профиля нагрузки к прогнозным уровням максимальных нагрузок.

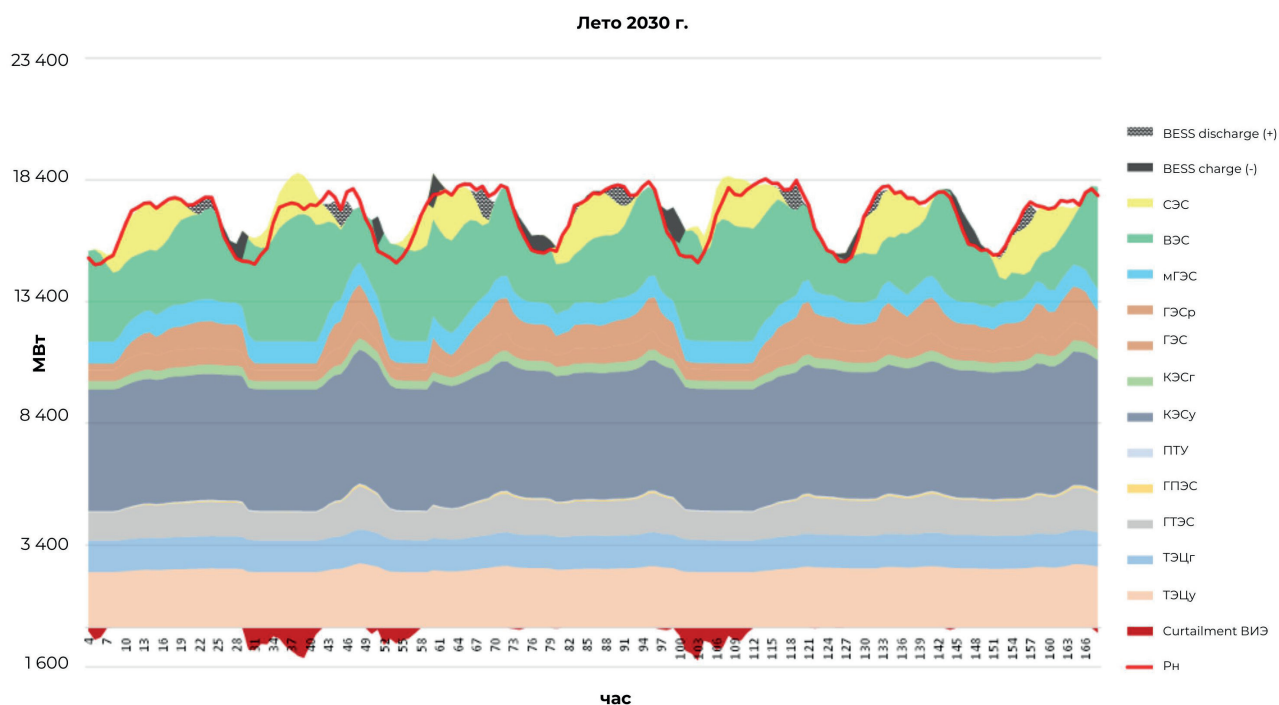
Учитывая существующие договорные обязательства по допустимым диапазонам межгосударственных перетоков мощности, на перспективу диапазон экспорта/импорта в целом по ЕЭС Казахстана принят в размере ± 150 МВт.

Рассматриваемые BESS:

- 300 МВт/600 МВт·ч ВЭС Total;
- 300 МВт/600 МВт·ч ВЭС ACWA Power;
- 300 МВт/600 МВт·ч ВЭС Masdar;
- 300 МВт/600 МВт·ч ВЭС «Шелек»;
- 300 МВт/600 МВт·ч ВЭС China Power.

Принцип работы BESS – участие в АРЧМ ЕЭС Казахстана, в том числе для регулирования перетоков мощности по транзиту Север – Юг и по межгосударственным связям.

Диаграмма 10. Результаты моделирования работы энергосистемы РК с учетом BESS на 2030 год (лето)





Анализ Планируемого развития энергетики на 2030 год показал, что в ЕЭС Казахстана ожидается недостаток маневренной генерации (резервов на снижение), что может приводить к увеличению ограничений ВИЭ.

Причины возникновения ограничений ВИЭ в модели:

1) Избыток генерации в целом по энергосистеме при снижении загрузки традиционных электростанций до уровня технологического минимума (погашение электростанций не рассматривалось). Ограничения ВИЭ применяются в целях балансирования энергосистемы с соблюдением контрактных уровней межгосударственных перетоков.

2) Перегруз сечения Север – Юг. При перегрузе в направлении Севера ограничения применяются для ВИЭ Южной зоны, при перегрузе в сторону Юга ограничения применяются для электростанций Северной зоны.

В случае разрешения проблемы избыточного развития генерации на перспективу эффективность применения BESS для снижения ограничений ВИЭ повышается.

Ключевые вопросы и проблемы

- Эффективное использование BESS требует учета специфических характеристик и особенностей работы ПК для определения целесообразности и возможностей внедрения в различных сценариях.
- В условиях сложившихся рыночных отношений BESS может использоваться как в виде самостоятельного решения (stand-alone), так и в составе проектов в сферах производства, передачи и потребления электроэнергии.
- Системный оператор рассматривает возможность внедрения систем накопления электроэнергии посредством аукционного отбора на рынке мощности или путем использования арбитражных стратегий на оптовом (на сутки вперед) или балансирующем рынках электроэнергии, а также на рынке вспомогательных услуг.
- С учетом реализации планов по генерации к 2030 году ожидается недостаток резервов мощности на снижение, что приводит к увеличению ограничений ВИЭ.
- В случае разрешения проблемы избыточного развития генерации на перспективу эффективность применения BESS для снижения ограничений ВИЭ повышается.