

Проектирование рынка электроэнергии с накопителями энергии

ВАСЬКОВСКАЯ Т.А., КЛЮС Б.А.

АО «АТС», Москва, Россия

Развитие систем накопления энергии позволяет задуматься об их использовании для выравнивания профиля нагрузки при планировании режимов электроэнергетических систем на рынках электроэнергии. Статья посвящена разработке и анализу модели накопителя энергии применительно к рынку электроэнергии в России. Основной фокус делается на рынке на сутки вперед. Рассмотрены подача и учет заявок, ограничения накопителя энергии в задаче оптимизации электроэнергетического режима, формирование равновесных узловых цен. Показано, что наибольший эффект как для рынка, так и для накопителя энергии будет получен при интеграции последнего в оптимизационные модели рынка. Полученные теоретические положения апробированы численными расчетами на оптимизационной модели российского рынка на сутки вперед для 10000-узловой ЕЭС России. Показано, что в ЕЭС России востребованы накопители энергии с широким диапазоном значений КПД и себестоимости цикла заряда и разряда.

Ключевые слова: накопители энергии, оптимизация режимов электроэнергетических систем, узловые цены, экономика энергосистем

Развитие информационных технологий, химической промышленности и машиностроения, новшества в сфере обслуживания и изменение парадигмы потребления привели к прорывным инновациям в электроэнергетической отрасли. В уже ставшую традиционной электроэнергетику пришли новые идеи и потребительские ожидания снижения углеродного следа и интеллектуализации каждого дома. В мире и в России электроэнергетика – одна из наиболее развивающихся отраслей. Появляются пилотные проекты, внедряются или осваиваются новые источники энергии, умные сети, активные энергокомплексы, системы управления спросом, интернет энергии и другие технологии. Одна из таких технологий, которая существенным образом повлияет на электроэнергетическую отрасль, – это технология накопления энергии.

Массовое внедрение батарей на рынке электрического транспорта привело к удешевлению технологии за счет строительства гигафабрик по их производству. Предполагается, что в течение ближайших 5–10 лет батареи будут использованы на рынках электроэнергии и мощности, поскольку цена на них снизится до уровня окупаемости. Необходимо отметить повышение спроса на батареи в электроэнергетической отрасли, объясняемое ростом мощности возобновляемых источников энергии в мире и необходимостью предсказуемости поставок электроэнергии от них. Применение батарей в этом случае привлекательно, так как они обеспечивают резерв, компактны, могут располагаться в любом месте, их можно использовать при регулирова-

нии частоты и реактивной мощности. Самой крупной действующей в электроэнергетической системе батарей в мире является проект Tesla в Австралии [1] емкостью 194 МВтч и мощностью 150 МВт.

Несмотря на имеющиеся традиционные накопители энергии (НЭ) – гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), пневматические НЭ, хранилища энергии маховика и др., именно возрастающий интерес к батареям сделал актуальной тему интеграции модели НЭ в модель рынка электроэнергии и мощности. Появились соответствующие регуляторные инициативы. В России такая инициатива рассматривается в рамках концепции развития рынка систем хранения электроэнергии в Российской Федерации [2]. В США Федеральная комиссия по регулированию в области энергетики постановила разработать изменения правил, устраняющие барьеры участия НЭ в рынках электроэнергии [3].

На рынке мощности НЭ будут готовы участвовать, когда их капитальные затраты смогут быть покрыты за счет платежей конкурентного рынка мощности. В статье рассматривается другое направление – участие НЭ на рынке электроэнергии, модель которого включает себя три аспекта: подачу заявок, оптимизацию режима электроэнергетической системы и ценообразование. Для интеграции НЭ в рынок электроэнергии необходимо предложить способы подачи заявок НЭ, предусмотреть учет ограничений НЭ в задаче оптимизации рынка электроэнергии и изучить формирование узловых цен НЭ на основе множителей Лагранжа.

На рынках электроэнергии в России предусматривается выполнение процедур конкурентного выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО), конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и для балансирования электроэнергетической системы [4–6]. В них уже применяются интертемпоральные ограничения сброса (набора) мощности генераторами и интегральные ограничения на выработку электроэнергии гидроэлектростанциями. Для учета НЭ нами предлагается использование линейных заявок и ограничений НЭ. Такой подход не должен увеличить сложность уже решаемых задач оптимизации, а значит, не потребует модификации методов их решения. Так, применительно к рынку на сутки вперед будем использовать метод последовательного квадратичного программирования с эвристиками формирования разреженной матрицы Гессе [7].

Для функции Лагранжа к задаче оптимизации режимов электроэнергетической системы, т.е. поиска распределения мощностей генераторов и нагрузок существует седловая точка, которая имеет следующую экономическую интерпретацию: в этой точке достигается минимум затрат на производство электроэнергии (или максимум функции благосостояния, если учитывать интересы потребителей) по всему рынку и одновременно максимум прибыли для участника рынка (или минимум его затрат). Если существует равенство между оптимумами первичной и двойственной задач, то в такой точке имеет место экономическое конкурентное равновесие [8, 9] и, говорят, что цены рынка поддерживают решения участников рынка не отклоняться от полученного торгового и диспетчерского графиков [10, 11]. Равенство между оптимумами первичной и двойственной задач доказано для выпуклых задач. Вопрос экономического конкурентного равновесия важен для развития новых рыночных инструментов: они должны давать экономический эффект как для рынка (быть востребованы), так и для собственников НЭ (быть прибыльными).

Модели интеграции НЭ на зарубежных рынках электроэнергии представлены достаточно широко [12–17]. В них в целевую функцию добавляются заявки НЭ на покупку и продажу [12, 15], только заявки на продажу [16] либо не предполагается, что НЭ подает ценовые заявки [13, 14, 17]. Основным ограничением НЭ является уравнение связи уровня заряда между соседними периодами времени. Дополнительно рассматриваются ограничения на заряд по окончании суток в следующих вариантах: заряд по окончании суток равен конкретному значению [13, 16], исходному значению [12] или должен находиться в диапазоне значений [14]. В [18, 19], кроме того, предлагаются механизмы продажи

финансовых прав на НЭ, предполагающих хеджирование разницы цен в течение дня по аналогии с финансовыми правами на передачу электроэнергии.

При оптимизации НЭ могут возникнуть условия одновременного заряда и разряда. Такая одновременность является условной. В течение одного часа – стандартного промежутка расчета торгового графика на рынках на сутки вперед – можно предусмотреть и заряд, и разряд НЭ. Однако в литературе предлагается полностью исключить одновременный заряд и разряд и дополнить задачу оптимизации бинарными переменными с наложением ограничения на них вида $ab=0$ [20] или $a+b \leq 1$ [21], $a, b \in \{0,1\}$. Если для задачи выбора состава работающего генерирующего оборудования их добавление возможно, то для задач оптимизации рынка на сутки вперед и балансирующего рынка это существенно усложнит их решение, вплоть до невозможности выполнить регламентные ограничения на время решения.

В [16] получено, что достаточным условием возникновения ситуации, когда по решению задачи оптимизации предлагается одновременно заряжать и разряжать НЭ, является формирование отрицательных цен. Действительно, отрицательные цены дают сигнал к потреблению и при неэффективных заряде и разряде для НЭ будет выгодным сделать цикл в рамках одного временного периода.

В статье рассматривается интеграция линейной модели НЭ в задачу оптимизации электроэнергетических режимов. Проведен анализ применимости такой модели к рынку электроэнергии и показано взаимосогласованное использование НЭ в электроэнергетической системе. Кроме того, рассмотрен пример убытков Загорской ГАЭС от заблаговременного составления графика ее работы без интеграции в задачу оптимизации. Получены условия востребованности НЭ на рынке на сутки вперед. Показано, что могут использоваться НЭ с разными ценовыми и мощностными параметрами, как эффективные, так и НЭ с достаточно низкими КПД.

Интеграция НЭ в рынки электроэнергии. Для оптимизации режима электроэнергетической системы на рынке на сутки вперед от участников оптового рынка – поставщиков электроэнергии, крупных потребителей и энергосбытовых компаний – поступают ценовые заявки. В ценовой заявке поставщика выражается согласие на продажу электроэнергии по цене не ниже указанной. В ценовой заявке потребителя или энергосбытовой компании дается согласие на покупку электроэнергии по цене, не выше указанной. Задача оптимизации записывается следующим образом:

$$f(P_{gh}, P_{dh}) = \sum_{h=1}^{24} \left(\sum_d C_{dh} P_{dh} - \sum_g C_{gh} P_{gh} \right) \rightarrow \max; \quad (1)$$

$$\sum_{d \in i} P_{dh} - \sum_{g \in i} P_{gh} + f_{p_i}(X_h) = 0; \quad i = 1, \dots, N; \quad h = 1, \dots, 24; \quad (2)$$

$$\sum_{d \in i} Q_{dh} - \sum_{g \in i} Q_{gh} + f_{q_i}(X_h) = 0; \quad i = 1, \dots, N; \quad h = 1, \dots, 24; \quad (3)$$

$$p(P_{gh}, P_{dh}, X_h) \leq 0, \quad (4)$$

где C_{dh}, C_{gh} – цены в заявках на покупку и на продажу в час h для нагрузки d и генератора g соответственно; P_{dh}, P_{gh} – активные мощности нагрузки и генератора, отбираемые в ходе оптимизации; Q_{dh}, Q_{gh} – реактивные мощности нагрузки и генератора; X_h – модули и фазы напряжений в час h ; f_{p_i}, f_{q_i} – суммарный переток активной и реактивной мощности из узла i ; N – количество узлов в электроэнергетической системе.

Ограничения неравенства (4) включают ограничения на рабочий диапазон переменных, ограничения потоков мощности по контролируемым сечениям, ограничения сброса (набора) мощности генераторами и интегральные ограничения выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях.

Участие НЭ в рынке предполагает как покупку, так и продажу электроэнергии. Для учета НЭ в задаче оптимизации (1)–(4) в нее необходимо добавить ограничения НЭ:

$$E_{sh}^{\min} \leq E_{sh} \leq E_{sh}^{\max}; \quad (5)$$

$$0 \leq P_{sdh} \leq P_{sdh}^{\max}; \quad (6)$$

$$0 \leq P_{sgh} \leq P_{sgh}^{\max}; \quad (7)$$

$$E_{sh} = \eta_s E_{s(h-1)} + \eta_{sd} P_{sdh} \Delta t - \frac{P_{sgh} \Delta t}{\eta_{sg}}, \quad (8)$$

где E_{sh} – уровень энергии или заряд НЭ s в час h ; $E_{sh}^{\min}, E_{sh}^{\max}$ – минимальный и максимальный уровень заряда; $\eta_s \in (0,1], \eta_{sd} \in (0,1], \eta_{sg} \in (0,1]$ – КПД процессов хранения, заряда и разряда; P_{sdh}, P_{sgh} – мощность заряда и разряда.

В (8) можно учесть постоянный член приходящего заряда, моделирующего приточность воды в верхнее водохранилище ГАЭС. Для обеспечения водного режима можно дополнить (5)–(8) ограничением вида $E_{sh=24} = E$. Кроме того, могут быть учтены ограничения на сброс (набор) мощности. Все дополнительные ограничения линейны и подробно не рассматриваются. Также в составе ограничений могла быть отражена возможность НЭ производить и потреблять реактивную мощность.

Такие ограничения опущены, чтобы упростить статью. Они могут быть учтены без потери общности подхода.

В целевой функции необходимо предусмотреть покупку и продажу электроэнергии НЭ. Целевая функция с интеграцией НЭ будет выглядеть следующим образом:

$$f(P_{gh}, P_{dh}, P_{sdh}, P_{sgh}) = \sum_{h=1}^{24} \left(\sum_d C_{dh} P_{dh} - \sum_g C_{gh} P_{gh} + \sum_s C_{sdh} P_{sdh} - \sum_s C_{sgh} P_{sgh} \right) \rightarrow \max. \quad (9)$$

Необходимо, чтобы рынок на сутки вперед и балансирующий рынок были согласованы между собой для исключения арбитража участия на первом и втором рынках. Ограничения НЭ и его интеграция в целевую функцию применимы и к балансирующему рынку. При этом важно сохранить межчасовые зависимости узловых цен с помощью фиксации переменных в уже прошедших периодах времени [22]. Целевой функцией для задачи оптимизации балансирующего рынка тогда будет минимизация операционных затрат с учетом затрат НЭ:

$$f^{\text{оп}}(P_{gh}, P_{sdh}, P_{sgh}) = \sum_{h=1}^{24} \left(\sum_g C_{gh} P_{gh} - \sum_s C_{sdh} P_{sdh} + \sum_s C_{sgh} P_{sgh} \right) \rightarrow \min. \quad (10)$$

Кроме того, задачи оптимизации обоих рынков должны быть согласованы с процедурой ВСВГО, в которой также должна быть предусмотрена интеграция НЭ. В дальнейшем будем рассматривать участие НЭ в рынке на сутки вперед.

Рынок будет загружать НЭ, если он позволит перезагрузить имеющиеся мощности таким образом, чтобы функция благосостояния выросла. НЭ в зависимости от поданных заявок может следовать одному из трех сценариев.

Сценарий 1. НЭ разряжен и подает достаточно низкие цены в заявках на покупку и продажу. Он используется рынком для заряда в часы минимума и разряда в часы пика нагрузки. Для упрощения примем потери в НЭ s равными нулю, тогда суммарную мощность разряда (генератора) можно связать с суммарной мощностью заряда (нагрузки). При $\eta_s = 1$:

$$\sum_{h \in H^{\text{пик}}} P_{sgh} = \eta_{sg} \eta_{sd} \sum_{h \in H^{\text{мин}}} P_{sdh}, \quad (11)$$

где $H^{\min}, H^{\text{пик}}$ – множества часов минимума и пика соответственно.

В таком случае НЭ s будет востребован рынком, если будет возможность снизить выработку дорогой мощности поставщиков, перенеся ее производство на более дешевые генераторы в ночные часы. Аналогичное верно и с заявками потребителей. Может появиться возможность удовлетворить неудовлетворенный ранее спрос, загрузив генераторы в ночные часы. В терминах перезагрузки генераторов имеем условие отбора НЭ в работу:

$$C_g^{\min} \sum_{h \in H^{\text{пик}}} \sum_g \Delta P_{gh}^{\min} + C_g^{\text{пик}} \sum_{h \in H^{\text{пик}}} \sum_g \Delta P_{gh}^{\text{пик}} \leq C_{sd} \sum_{h \in H^{\text{пик}}} P_{sdh} - C_{sg} \sum_{h \in H^{\text{пик}}} P_{sgh}, \quad (12)$$

где $C_g^{\min}, C_g^{\text{пик}}, C_{sd}, C_{sg}$ – средневзвешенные по объемам цены в заявках:

$$C_g^{\min} = \frac{\sum_{h \in H^{\min}} \sum_g C_{gh}^{\min} \Delta P_{gh}^{\min}}{\sum_{h \in H^{\min}} \sum_g \Delta P_{gh}^{\min}};$$

$$C_g^{\text{пик}} = \frac{\sum_{h \in H^{\text{пик}}} \sum_g C_{gh}^{\text{пик}} \Delta P_{gh}^{\text{пик}}}{\sum_{h \in H^{\text{пик}}} \sum_g \Delta P_{gh}^{\text{пик}}};$$

$$C_{sd} = \frac{\sum_{h \in H^{\min}} C_{sdh} P_{sdh}}{\sum_{h \in H^{\min}} P_{sdh}}; \quad C_{sg} = \frac{\sum_{h \in H^{\text{пик}}} C_{sgh} P_{sgh}}{\sum_{h \in H^{\text{пик}}} P_{sgh}}.$$

Учтем, что

$$\sum_{h \in H^{\min}} \sum_g \Delta P_{gh}^{\min} = k_{\text{потери}}^{\min} \sum_{h \in H^{\min}} P_{sdh};$$

$$\sum_{h \in H^{\text{пик}}} \sum_g \Delta P_{gh}^{\text{пик}} = k_{\text{потери}}^{\text{пик}} \sum_{h \in H^{\text{пик}}} P_{sgh}, \quad (13)$$

где $k_{\text{потери}}^{\min}, k_{\text{потери}}^{\text{пик}}$ – коэффициенты приведения мощности генераторов, участвующих в перезагрузке, к узлу НЭ с учетом потерь.

Тогда условие принятия рынком НЭ в данном сценарии будет выглядеть:

$$k_{\text{потери}}^{\text{пик}} \eta_{sg} \eta_{sd} C_g^{\text{пик}} - k_{\text{потери}}^{\min} C_g^{\min} \geq \eta_{sg} \eta_{sd} C_{sg} - C_{sd}. \quad (14)$$

Таким образом, востребованность в НЭ зависит от разницы цен в заявках НЭ с учетом уменьшения цены продаж из-за неэффективности цикла $\eta_{sg} \eta_{sd}$. Кроме того, имеет значение местоположение НЭ в

электроэнергетической системе и коэффициент потерь передачи электроэнергии в это местоположение. В случае если НЭ подает одну и ту же цену и в заявке на покупку, и в заявке на продажу, то условие принятия НЭ зависит от эффективности цикла $\eta_{sg} \eta_{sd}$.

Сценарий 2. В дополнение к сценарию 1 данный сценарий предполагает работу НЭ как потребителя. Такой сценарий реализуется, когда на рынке складываются настолько низкие цены, что НЭ выгодно в данные сутки зарядиться, чтобы в последующие дни продать накопленную энергию по более дорогим ценам.

Несмотря на процесс заряда, в течение суток могут быть использованы возможности по заряду и разряду. Предполагая, что процесс заряда происходит в часы минимума нагрузки ночью, заряженный НЭ в утренние часы можно рассматривать как «перевернутый» НЭ, способный сначала произвести некоторое количество энергии с последующим зарядом в последние часы суток. Такой цикл ограничен небольшим количеством часов для заряда. Поэтому НЭ с достаточно высокой емкостью будет недоиспользован, однако полностью заряжен и готов к выработке электроэнергии в следующих сутках.

Сценарий 3. НЭ заряжен и подает достаточно низкие цены в заявках на продажу. Рынок будет использовать дешевую электроэнергию в течение суток. Дополнительно могут быть использованы возможности по заряду и разряду. В конце суток НЭ остается разряженным.

Несложно дополнить список сценариев возможным промежуточным развитием событий, например, когда НЭ после заряда в один день не отбирается в другой и т.п.

Следует отметить, что в точке оптимума задачи конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед узловую цену НЭ можно выразить через цены в заявках маржинальных генераторов и потребителей [23–25]. Узловая цена наиболее точно отражает маржинальную стоимость электроэнергии в данном месте, поэтому нет необходимости анализировать стоимостные параметры маржинальных генераторов и потребителей в других локациях в электроэнергетической системе. Достаточно работать с ценой в узле, к которому подключен НЭ.

Сформулируем необходимые условия оптимальности при оптимизации режимов электроэнергетических систем с межчасовыми ограничениями НЭ:

$$\lambda_{sdh} = C_{sdh} + \eta_{sd} v_{sh} \Delta t + \pi_{sdh}^{\min} - \pi_{sdh}^{\max}; \quad (15)$$

$$\lambda_{sgh} = C_{sgh} + \frac{1}{\eta_{sg}} v_{sh} \Delta t - \pi_{sgh}^{\min} + \pi_{sgh}^{\max}; \quad (16)$$

$$v_{sh} = \frac{1}{\eta_s} (v_{s(h-1)} - v_{s(h-1)}^{\min} + v_{s(h-1)}^{\max}), \quad h=2, \dots, 24;$$

$$v_{s(h=24)} = v_{s(h=24)}^{\min} - v_{s(h=24)}^{\max}, \quad (17)$$

где π_{sdh}^{\min} , π_{sdh}^{\max} (π_{sgh}^{\min} , π_{sgh}^{\max}) – множители Лагранжа к ограничениям на минимальную и максимальную мощность заряда (разряда) НЭ (5)–(6); v_{sh}^{\min} , v_{sh}^{\max} – множители Лагранжа к ограничению (7) НЭ; v_{sh}^{\min} , v_{sh}^{\max} – множители Лагранжа к ограничениям (5) минимального и максимального заряда НЭ.

Прибыль НЭ и условия экономического равновесия. Экономическое равновесие достигается, когда участникам невыгодно отклоняться от торгового графика, полученного по результатам задачи оптимизации. Для поставщиков равновесие обеспечивается тем, что при их отборе в работу цена продажи не будет ниже цены, поданной ими в заявках. Для потребителей равновесие обеспечивается тем, что график их работы не будет предполагать покупку электроэнергии по цене выше цены в заявке.

Для успешной интеграции НЭ необходимо соблюсти аналогичный принцип: график работы НЭ должен быть поддержан ценами рынка. Финансовый результат НЭ на рынке на сутки вперед можно выразить как сумму стоимости продажи электроэнергии за вычетом стоимости покупки и за вычетом затрат, определенных им в ценовых заявках:

$$R_s = \sum_{h=1}^{24} ((\lambda_{sgh} - C_{sgh})P_{sgh} - (\lambda_{sdh} - C_{sdh})P_{sdh}). \quad (18)$$

Очевидно, что если рыночные цены на продажу превышают цены в заявках на продажу и рыночные цены на покупку меньше заявленных цен, то НЭ получает выгоду. Однако для НЭ также может быть интересно участвовать на рынке, даже если стоимость покупки превысила заявленную, но при этом продажа оказалась более выгодной. Или при достаточно дешевой покупке стоимость продажи может быть и меньше заявленной. Это означает, что заявки НЭ могут не подчиняться общим правилам отдельно подаваемых заявок на покупку и продажу, но должны рассматриваться одновременно.

Цены рынка будут поддерживать торговый график НЭ, если следование ему при данных рыночных ценах обеспечивает максимальную прибыль. Интересно проверить, поддерживается ли торговый график действующих ГАЭС ценами рынка на сутки вперед на данный момент, когда НЭ не интегриро-

ваны в задачу оптимизации. Предположим, что постоянные затраты ГАЭС компенсируются оплатой на рынке мощности, переменные затраты отсутствуют, а неэффективность НЭ должна отразиться на разнице узловых равновесных цен в течение суток. Тогда можем принять, что себестоимость нулевая, т.е. $C_{sgh} = C_{sdh} = 0$.

На примере Загорской ГАЭС проверим данные отчетов АО «АТС» о равновесных ценах в наиболее крупных узлах расчетной модели [26], о торговом графике для режимных генерирующих единиц [27] и полном плановом почасовом потреблении за декабрь 2019 г. В среднем Загорская ГАЭС потребляет 7480 МВтч в насосном режиме и производит 5345,7 МВтч в генераторном режиме. Средняя эффективность цикла $\eta_d \eta_g = 0,715$. Средневзвешенная цена продажи по узловой цене составила 1400,94 руб./МВтч, средневзвешенная цена покупки по узловой цене составила 1086,67 руб./МВтч, что привело к убытку $R_s = -19,8$ млн руб. Очевидно, что такой график не создает стимулов ему следовать. При отказе от работы прибыль была бы 0 руб. Проблема заключается в том, что отношение цен не соответствует эффективности цикла Загорской ГАЭС. В таких условиях мог бы работать НЭ с эффективностью цикла от 0,775, либо используемая мощность Загорской ГАЭС должна быть снижена¹. Подведем итог: при заданном графике работы НЭ прибыльность такого графика не гарантируется. Кроме того, неоптимальная работа Загорской ГАЭС повышает стоимость электроэнергии для потребителей. По нашей оценке, ежегодно в цене на электроэнергию потребители теряют 500 млн руб.

Здесь следует отметить, что развитие систем хранения электроэнергии в рыночной электроэнергетике будет зависеть от возможности получать прибыль при выходе на рынок электроэнергии. Решением будет интеграция НЭ непосредственно в рыночную оптимизацию.

Докажем, что при оптимизации НЭ в рамках поиска оптимального электроэнергетического режима его прибыль максимальна.

Утверждение 1. Равновесные узловые цены рынка, полученные по результатам задачи оптимизации электроэнергетических режимов (2)–(9), поддерживают торговый график НЭ, т.е. обеспечивают максимальную прибыль в соответствии с формулой (18).

¹ Следует отметить, что Загорская ГАЭС не может следовать произвольному графику в насосном режиме. По сути, ограничение (6) для каждого агрегата должно выглядеть как $P_{sdh} = P_{sdh}^{\max} u_{sdh}$, где u_{sdh} – бинарная переменная состояния агрегата (включен или выключен). В этой связи интеграция Загорской ГАЭС в оптимизационные задачи рынка на сутки вперед и балансирующего рынка затруднительна.

Доказательство. Предположим, что нами получено оптимальное решение задачи (9) с ограничениями (2)–(8). В точке оптимума задача будет выпуклой, а поиск максимума равноценен поиску безусловного максимума функции Лагранжа. Получим частную функцию Лагранжа, относящуюся к НЭ s , в предположении, что иные переменные (параметры электроэнергетического режима, отобранные объемы других участников рынка и других НЭ) зафиксированы в их оптимальном значении:

$$\begin{aligned} L_s = & \sum_{h=1}^{24} ((C_{sgh} - \lambda_{sgh})P_{sgh} + (C_{sdh} - \lambda_{sdh})P_{sdh}) + \\ & + \sum_{h=1}^{24} v_{sh}^{\min} (E_{sh}^{\min} - E_{sh}) + \sum_{h=1}^{24} v_{sh}^{\max} (E_{sh} - E_{sh}^{\max}) + \\ & + \sum_{h=1}^{24} v_{sh} \left(E_h - \eta_s E_{s(h-1)} + \eta_{sd} P_{sdh} \Delta t - \frac{P_{sdh} \Delta t}{\eta_{sg}} \right) + \\ & + \sum_{h=1}^{24} \pi_{sdh}^{\min} (-P_{sdh}) + \sum_{h=1}^{24} \pi_{sdh}^{\max} (P_{sdh} - P_{sdh}^{\max}) + \\ & + \sum_{h=1}^{24} \pi_{sgh}^{\min} (-P_{sgh}) + \sum_{h=1}^{24} \pi_{sgh}^{\max} (P_{sgh} - P_{sgh}^{\max}) + L_s^{\text{фикс}}, \end{aligned}$$

где $L_s^{\text{фикс}}$ – зафиксированная составляющая исходной функции Лагранжа, так как не зависит от оптимизируемых переменных НЭ.

Задача максимизации L_s в свою очередь равноценна задаче максимизации (18) при ограничениях (5)–(8). Тогда при заданных узловых ценах и при заданном режиме электроэнергетической системы прибыль НЭ максимальна. Утверждение доказано.

Повторив подобные рассуждения для каждого из участников, нетрудно убедиться, что задача оптимизации рынка направлена на оптимизацию прибыли каждого из участников в отдельности, получая максимальное общественное благосостояние. Таким образом, рыночные процедуры позволяют достичь равновесия. Здесь мы специально не касаемся вопросов манипулирования и возможности влиять на равновесные цены, а также известной проблемы возможного неоптимального для генератора графика работы по результатам решения задачи ВСВГО, поскольку эти вопросы требуют отдельных исследований и находятся за рамками данной статьи. Однако покажем далее, что при ненулевом E_{sh}^{\min} существует аналогичная проблема возможных убытков, как и у генераторов с ненулевыми нижними пределами регулирования.

Далее исследуем свойства прибыли подробнее. Подставим необходимые условия оптимальности (15)–(17) в определение прибыли (18):

$$\begin{aligned} R_s^{\text{прибыль}} = & \sum_{h=1}^{24} \left(\left(\frac{1}{\eta_{sg}} v_{sh} \Delta t - \pi_{sgh}^{\min} + \pi_{sgh}^{\max} \right) P_{sgh} - \right. \\ & \left. - \left(\eta_{sd} v_{sh} \Delta t + \pi_{sdh}^{\min} - \pi_{sdh}^{\max} \right) P_{sdh} \right). \end{aligned} \quad (19)$$

Учтем условия дополняющей нежесткости ограничений на минимальную и максимальную мощность заряда и разряда (6)–(7):

$$\begin{aligned} \pi_{sdh}^{\min} P_{sdh} = 0; \quad \pi_{sgh}^{\min} P_{sgh} = 0; \\ \pi_{sdh}^{\max} (P_{sdh} - P_{sdh}^{\max}) = 0; \\ \pi_{sgh}^{\max} (P_{sgh} - P_{sgh}^{\max}) = 0, \end{aligned} \quad (20)$$

и перейдем к выражению заряда из (8), тогда

$$\begin{aligned} R_s^{\text{прибыль}} = & \sum_{h=1}^{24} (P_{sdh}^{\max} \pi_{sgh}^{\max} + P_{sdh}^{\max} \pi_{dh}^{\max} + \\ & + v_{sh} (\eta_s E_{s(h-1)} - E_{sh})). \end{aligned} \quad (21)$$

Используя (17), последнее слагаемое можно представить в виде:

$$\begin{aligned} \sum_{h=1}^{24} v_{sh} (\eta_s E_{s(h-1)} - E_{sh}) = \\ = \eta_s E_{s0} v_{s1} + \sum_{h=1}^{24} (v_{sh}^{\max} - v_{sh}^{\min}) E_{sh}, \end{aligned} \quad (22)$$

и, применяя условия дополняющей нежесткости для ограничений (5), получить итоговое выражение для прибыли:

$$\begin{aligned} R_s^{\text{прибыль}} = & \eta_s E_{s0} v_{s1} + \sum_{h=1}^{24} (P_{sdh}^{\max} \pi_{sgh}^{\max} + \\ & + P_{sdh}^{\max} \pi_{dh}^{\max} + E_{sh}^{\max} v_{sh}^{\max} - E_{sh}^{\min} v_{sh}^{\min}). \end{aligned} \quad (23)$$

Таким образом, прибыль НЭ можно представить в виде трех слагаемых:

переоценка начального заряда $\eta_s E_{s0} v_{s1}$;
прибыль от деятельности НЭ внутри суток

$$\sum_{h=1}^{24} (P_{sdh}^{\max} \pi_{sgh}^{\max} + P_{sdh}^{\max} \pi_{dh}^{\max} + E_{sh}^{\max} v_{sh}^{\max});$$

потери на поддержание минимального заряда

$$\sum_{h=1}^{24} (-E_{sh}^{\min} v_{sh}^{\min}).$$

Рассмотрим каждое слагаемое по отдельности. При наличии накопленного на начало суток заряда НЭ в цене заявки на продажу электроэнергии указывается себестоимость накопленной энергии. Если в текущие сутки равновесные цены на электроэнергию сложились ниже указанной себестоимости, то переоценка будет отрицательной. Если сложились выше – положительной. Таким образом, первая составляющая прибыли НЭ в (23) будет отрицательной в двух случаях – в случае завышенной цены в заявке и в случае снижения цен на рынке.

В отличие от переоценки начального заряда прибыль от деятельности НЭ внутри суток не может быть отрицательной, так как все составляющие неотрицательные. Следует обратить внимание, что прибыль от деятельности НЭ внутри суток больше нуля тогда и только тогда, когда хотя бы в один час h выполняется $P_{sdh} = P_{sdh}^{\max}$, $P_{sgh} = P_{sgh}^{\max}$ или $E_{sh} = E_{sh}^{\max}$. При недостижении максимумов ограничений, но при отборе в работу, НЭ будет иметь статус маржинального, т.е. работающего по себестоимости.

Что касается третьей составляющей, то потери на поддержание минимального заряда равны нулю, если $E_{sh}^{\min} = 0$. Если необходимо поддерживать минимальный уровень заряда, то аналогично генераторам такая работа при достаточно высоких ценовых заявках может быть убыточна. В случае неэффективного хранения ситуация будет усугубляться необходимостью покупки электроэнергии.

Наблюдение 1. При $\eta_s = 1$ и реализации *Сценария 1* для средней разницы цен продажи и покупки справедливо:

$$\frac{\sum_{h=1}^{24} (\lambda_{sgh} P_{sgh} - \lambda_{sdh} P_{sdh})}{\sum_{h=1}^{24} P_{sdh}} \geq \eta_{sg} \eta_{sd} C_{sg} - C_{sd}. \quad (24)$$

Выражение (24) является аналогом (14), где узловые цены отражают приведенные к узлу НЭ цены в заявках маржинальных генераторов и потребителей, участвующих в перезагрузке. Из необходимых условий оптимальности (14)–(17) задачи оптимизации (2)–(9) можно сделать дополнительные наблюдения.

Наблюдение 2. Если НЭ за сутки ни разу не заряжался полностью, т.е. во все часы $E_{sh} < E_{sh}^{\max}$, а также в часы h и $h-1$ НЭ – маржинальный потребитель, т.е. $0 < P_{sdh} < P_{sdh}^{\max}$ и $P_{sgh} = 0$, то из (15) и (17) следует:

$$\lambda_{sdh} - C_{sdh} = \frac{1}{\eta_s} (\lambda_{sd(h-1)} - C_{sd(h-1)}). \quad (25)$$

$$\text{При } C_{sdh} = C_{sd(h-1)} = 0$$

$$\lambda_{sdh} = \frac{1}{\eta_s} \lambda_{sd(h-1)}. \quad (26)$$

Наблюдение 3. Если НЭ за сутки ни разу не заряжался полностью, а также в час h_d НЭ – маржинальный потребитель, а в час h_g – маржинальный генератор, то из (15)–(17) следует:

$$\lambda_{sdh_d} - C_{sdh_d} = (\lambda_{sgh_g} - C_{sgh_g}) \eta_{sd} \eta_{sg} (\eta_s)^{h_g - h_d}. \quad (27)$$

$$\text{При } C_{sdh_d} = C_{sgh_g} = 0$$

$$\lambda_{sdh_d} = \lambda_{sgh_g} \eta_{sd} \eta_{sg} (\eta_s)^{h_g - h_d}. \quad (28)$$

Сделанные наблюдения означают, что при $\eta_s = 1$ и постоянных ценах в заявках узловая цена постоянна во время маржинального заряда и во время маржинального разряда. Кроме того, разница узловых цен на покупку и продажу равна или больше себестоимости цикла, отраженного в заявках НЭ, с корректировкой цены на продажу на неэффективность цикла. Маржинальность, как показано выше, означает частичное использование мощности НЭ. Полное же использование мощности как при заряде, так и при разряде приведет к получению прибыли (см. (23)).

При $\eta_s < 1$ разница между узловой ценой и ценой в заявке растет экспоненциально, что также обеспечивает покрытие затрат на покупку электроэнергии, если рынку необходимо, чтобы выработка электроэнергии была позже, даже если при этом часть электроэнергии теряется.

Таким образом, при оптимизации энергетического режима происходит согласование интересов НЭ и рынка в целом.

Моделирование и результаты численных расчетов. Для апробирования изложенных положений были проведены численные эксперименты задачи оптимизации режимов электроэнергетических систем на 10000-узловой модели рынка на сутки вперед. Для установки НЭ был выбран узел ЕЭС России со средними параметрами суточного разброса узловых цен. Емкость накопителя 400 МВт·ч, мощность в режиме заряда и разряда 100 МВт. Намеренно взят достаточно мощный НЭ, чтобы при изменении его параметров были видны изменения в узловых ценах. Для небольших НЭ достаточно ориентироваться на цены в рассматриваемом узле и исследовать задачу максимизации прибыли (18) при ограничениях (5)–(8).

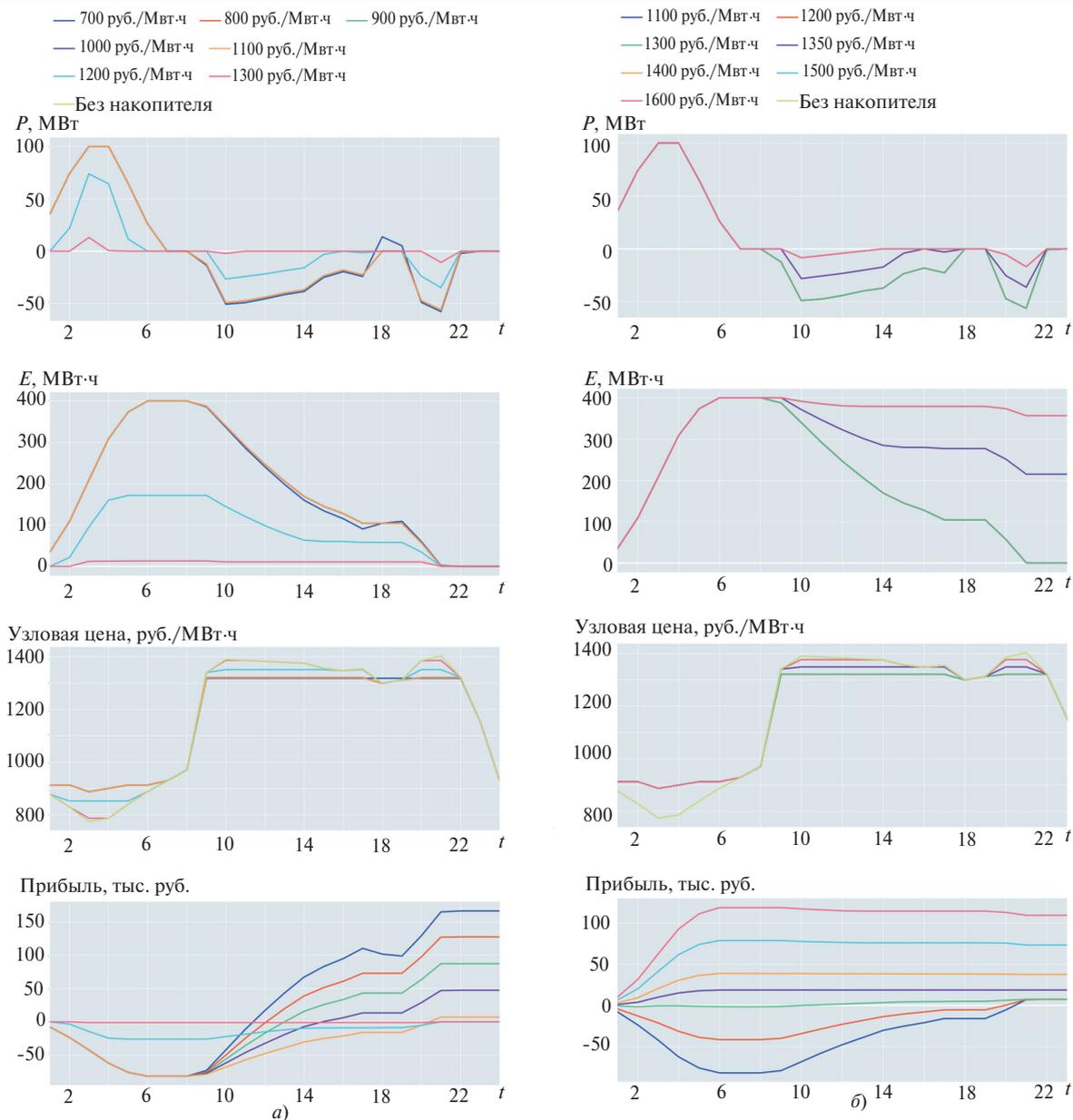


Рис. 1. Работа НЭ при различных ценах в заявках: а) $C_{sdh} = 700$ руб./МВт·ч, $C_{sgh} = \text{const}$ и варьируется; б) $C_{sgh} - C_{sdh} = 400$ руб./МВт·ч, $C_{sgh} = \text{const}$ и варьируется

Проведены четыре серии расчетов, в каждой из которых исследовалось поведение отобранной мощности генератора (нагрузки), уровня заряда и прибыли НЭ, а также узловой цены при изменении одного параметра. Прибыль в представленных ниже графиках дается накопительным итогом по аналогии с уровнем заряда. В каждой из серии расчетов мы видим, что прибыль НЭ за сутки неотрицательная² и отлична от нуля, если $E_{sh} = E_{sh}^{\max}$ хотя бы в одном часе.

В первой серии расчетов исследовалось влияние разницы цен в заявках на покупку и продажу – се-

бестоимости цикла. Цена в заявке на покупку фиксировалась на уровне 700 руб./МВт·ч, цена заявки на продажу изменялась. Результаты расчетов приведены на рис. 1, а. НЭ оказался востребован рынком, пока его себестоимость цикла была меньше исходной разницы узловых цен: $C_{sgh} - C_{sdg} \leq \max_{h,h'}(\lambda_{sgh} - \lambda_{sdh'}) = 1403,7 - 775,3 = 628,4$ руб./МВт·ч. В расчетах с ценовыми параметрами $C_{sgh} = 1200$ руб./МВт·ч и $C_{sgh} = 1300$ руб./МВт·ч НЭ стал маржинальным, так как для НЭ во все часы $E_{sh} < E_{sh}^{\max}$. Согласно наблюдению 3 разница цен равна себестоимости цикла. Покажем разницу уз-

² Первая и третья составляющие прибыли в (23) равны нулю,

ловых цен в режиме заряда в 4-м часу и режиме разряда в 10-м часу соответственно:

$$\lambda_{sg}(h=10) - \lambda_{sd}(h=4) = 1352 - 852 = 500$$

при $C_{sgh} = 1200$;

$$\lambda_{sg}(h=10) - \lambda_{sd}(h=4) = 1386,9 - 786,9 = 600$$

при $C_{sgh} = 1300$.

Во второй серии расчетов исследовалось влияние цены в заявке на покупку. Себестоимость цикла фиксировалась на уровне 400 руб./МВт·ч. Результаты расчетов приведены на рис. 1, б. Здесь реализовался сценарий 2, начиная с цен в заявках на продажу от 1350 руб./МВт·ч (цен в заявках на покупку от 950 руб./МВт·ч).

Узловые цены во время заряда и разряда до повышения цен в заявках складывались на уровне 921,8 и 1321,8 руб./МВт·ч соответственно. Поскольку цена в заявке на покупку превысила рыночную цену покупки (аналогично цена в заявке на продажу превысила рыночную цену продаж), естественным следствием явилось накопление энергии вместо сработки накопленного заряда в дневные часы. При этом разница цен в заявках и другие параметры НЭ остались прежними. В этой связи можно отметить одинаковые результаты для НЭ с C_{sgh} на уровне 1100–1300 руб./МВт·ч (зеленые кривые) и последующее переключение НЭ на накопление, также отметить дополнительный малый цикл разряда и заряда в течение суток.

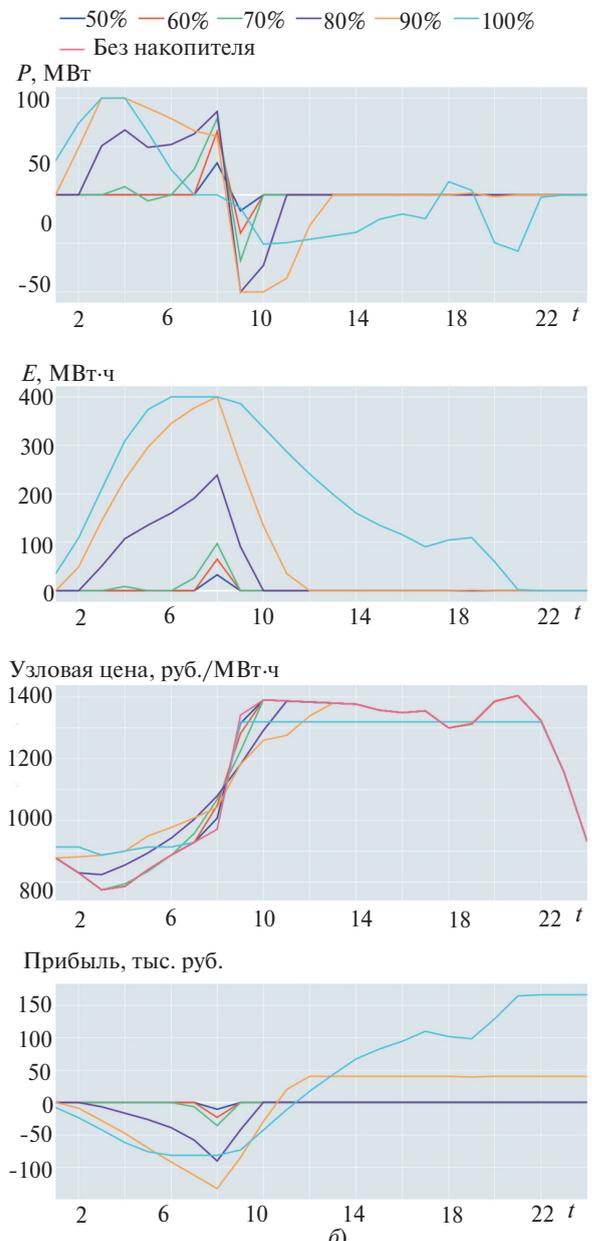
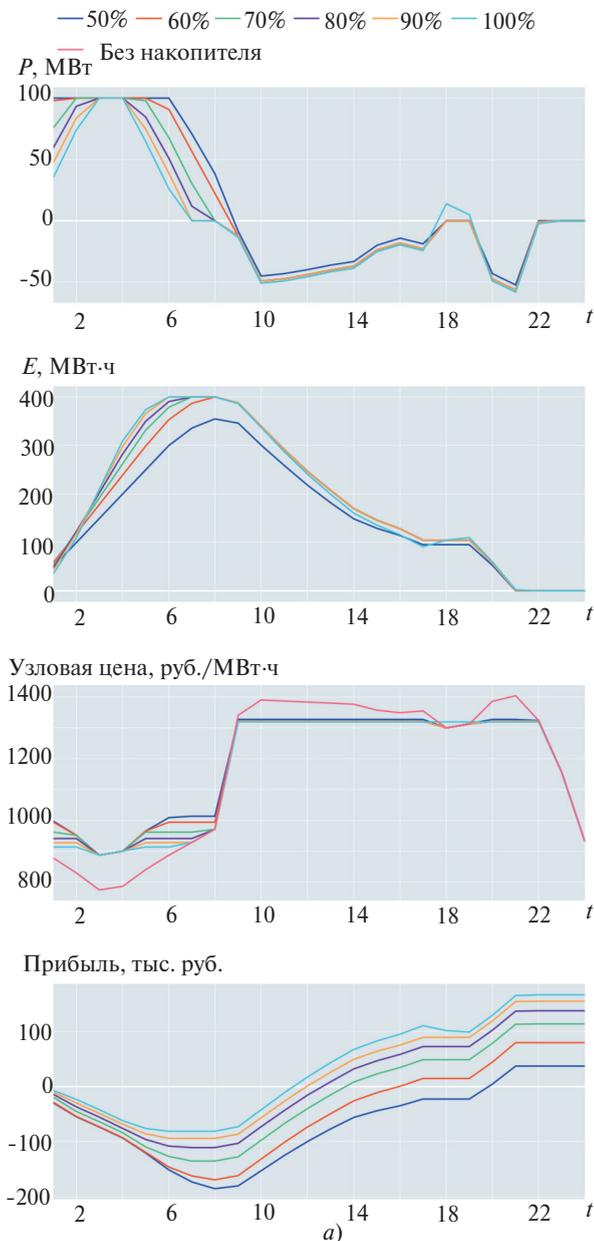


Рис. 2. Работа НЭ при различных параметрах КПД: а) $C_{sgh} = C_{sdh} = 700$, η_d варьируются; б) $C_{sgh} = C_{sdh} = 700$, η_s варьируется

Далее в третьей серии расчетов были рассмотрены КПД заряда и разряда. Себестоимость цикла считалась равной нулю. Результаты расчета уровня заряда, мощности заряда и разряда, узловая цена и прибыль НЭ приведены на рис. 2,а. С уменьшением эффективности заряда η_{sd} узловая цена в часы в режиме заряда с 5-го по 8-й час приближалась к цене в режиме разряда с 10-го по 22-й час. Для расчета с $\eta_{sd}=0,5$ узловые цены в часе заряда 8 и в часе разряда 9 соответственно: $\lambda_{sd(h=8)}=1013,7$ руб./МВтч, $\lambda_{sg(h=9)}=1327,4$ руб./МВтч, и справедливо $(1327,4-700)\cdot 0,5=1013,7-700$, что согласуется с наблюдением 3.

Для расчетов с различными уровнями эффективности η_{sg} результаты будут аналогичные, но с пропорциональным снижением объема выработки электроэнергии.

В четвертой серии расчетов изучалось влияние эффективности хранения заряда НЭ, а себестоимость цикла считалась равной нулю. Результаты расчетов приведены на рис. 2,б.

С уменьшением эффективности хранения заряда η_s потребление и выработка электроэнергии НЭ приближались к часу утреннего роста потребления в часы 8 и 9 – соседние часы с наибольшей разницей цен. Интересно отметить, что при моделировании $\eta_s=0,7$ и $\eta_s=0,8$ в часах 3–10 график узловой цены экспоненциально растет, что согласуется с наблюдением 2.

Моделирование одновременной работы в режиме заряда и разряда. При определенных условиях решением (2)–(9) может быть одновременная работа НЭ в режиме заряда и разряда: $P_{sg} P_{sdh} > 0$. Примеры таких условий:

цена заявки НЭ на покупку больше цены заявки на продажу: $C_{sdh} > C_{sg}$;

эффективность заряда $\eta_{sd} < 1$, цена заявки НЭ на покупку больше узловой цены $C_{sdh} \geq \lambda_{sdh}$ и НЭ способен сделать цикл заряда-разряда за один час $E_{sh}^{\max} \leq P_{sg} \Delta t$ и $E_{sh}^{\max} \leq P_{sdh} \Delta t$.

Для проверки таких условий был проведен численный эксперимент. У НЭ была уменьшена емкость до 100 МВт·ч, эффективность заряда выбрана 70%, цена заявок на покупку и продажу – 1000 руб./МВт·ч. Результаты расчета приведены на рис 3.

Одновременная работа в режиме заряда и разряда происходит, пока узловая цена не превышает цену в заявке. Графики узловой цены, заряда и сальдо объема производства (потребления) схожи со случаем из третьей серии расчетов, приведенным на рис. 2,а).

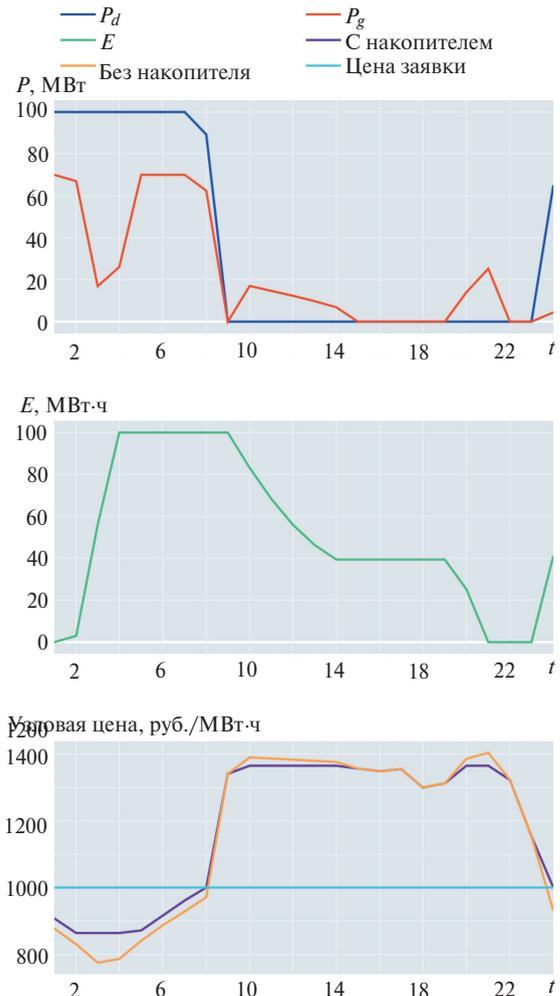


Рис. 3. Работа НЭ одновременно в режиме заряда и разряда

Одновременная работа в режиме заряда и разряда говорит о востребованности потребления в данном узле и приводит к увеличению функции благосостояния (9), поэтому такие режимы могут быть разрешены. Если одновременная работа в режиме заряда и разряда является нежелательной, можно принять одну из следующих мер: 1) ограничить подачу НЭ заявок на покупку и продажу в одном и том же часе; 2) ограничить НЭ в подаче ценовых заявок, зафиксировав $C_{sdh}=0$; 3) дополнить (5)–(8) ограничением вида:

$$P_{sg} \Delta t + P_{sdh} \Delta t \leq E_{sh}^{\max}. \quad (29)$$

Первая мера гарантирует отсутствие одновременной работы в режиме заряда и разряда среди решений задачи (2)–(9). Более того, она согласуется с необходимостью оплаты мощности при покупке в часы пиковой нагрузки, установленные системным оператором. В этой связи возможна подача заявок на покупку только в непиковые часы, а в часы пика нагрузки – подача заявок на продажу. Следует отметить, что такая мера приведет к неэф-

фактивной загрузке НЭ и удорожанию электроэнергии на рынке на сутки вперед и балансирующем рынке.

Вторая мера будет неработоспособной в случае отрицательных узловых цен. Отрицательные цены могут быть сформированы в условиях существенного избытка мощности в данной группе узлов из-за системных ограничений (см., например, [28]). Такие цены в узле НЭ сделали бы одновременную работу в режиме заряда и разряда выгодной для самого НЭ, но согласно правилам рынка из-за налоговых ограничений при расчетах обязательств и требований отрицательные цены заменяются на нулевые, тем самым лишая НЭ выгоды и нарушая принцип поддержания ценами рынка максимума прибыли.

Третья мера лишь сужает область условий, при которых может возникать одновременная работа в режиме заряда и разряда. Однако одновременная работа заряда и разряда в таком случае не исключается. Следует отметить, что при положительном решении о возможности работы на заряд и разряд в рамках одного часа необходимо будет обеспечить физическую возможность такой работы соответствующим ограничением, подобным (29).

Выводы. Получены условия востребованности НЭ на рынке электроэнергии и описаны сценарии их участия. Рассмотрены все аспекты интеграции линейной модели НЭ в рынок электроэнергии: подача заявок, оптимизация электроэнергетического режима и формирование узловых цен. Показано, что в ЕЭС России востребованы НЭ с широким диапазоном значений КПД и себестоимости цикла заряда и разряда. Доказано, что при исключении необходимости поддерживать уровень заряда НЭ выше нуля прибыль НЭ максимизируется при оптимизации электроэнергетического режима.

По результатам изложенного можно сделать следующие рекомендации для регулятора: максимальный эффект от внедрения систем хранения для выравнивания суточных профилей нагрузки будет достигаться при интеграции НЭ в процедуру ВСВГО, рынок на сутки вперед и балансирующий рынок. Показано, что в таком случае работа НЭ будет поддержана рыночными ценами, а сами цены будут выравниваться за счет переброса производства электроэнергии из пиковых часов нагрузки в часы минимума.

Кроме того, можно дать рекомендации и для собственников НЭ. Показано, что оценить востребованность НЭ рынком можно по узловым ценам, публикуемым АО «АТС». Расчет цены в заявке на покупку должен быть основан на статистике цен рынка, чтобы иметь возможность зарядить НЭ при

существенном падении узловых цен. Цена в заявке на продажу при этом может быть увеличена на себестоимость цикла — удельную величину, которую собственник намерен вернуть с каждого купленного 1 МВт·ч электроэнергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ali S.H., Svobodova K., Everingham J.-A., Altinoguz M. Climate Policy Paralysis in Australia: Energy Security, Energy Poverty and Jobs. — IEEE Power and Energy Magazine, 2014, vol. 13, №18, pp. 1–16.
2. Концепция развития рынка систем хранения электроэнергии в Российской Федерации, 2017, 43с. [Электрон. ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/9013/74739> (Дата обращения 29.10.2020).
3. Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators: 2018–03708. — Federal Register. 2018, vol. 83, № 44, pp. 9580–9633.
4. Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования. [Электрон. ресурс] URL: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm> (Дата обращения 29.10.2020).
5. Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед [Электрон. ресурс] URL: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm> (Дата обращения 29.10.2020).
6. Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы [Электрон. ресурс] URL: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm> (Дата обращения 29.10.2020).
7. Телятник А.Г., Васильковская Т.А. Ускорение метода последовательного квадратичного программирования в задаче оптимизации установившихся режимов ЭЭС. — Известия Российской Академии Наук. Энергетика. 2019, № 4. с. 3–15.
8. Зангвилл У.И. Нелинейное программирование. Единый подход. М.: Советское радио, 1973, 312с.
9. Зоркальцев В.И., Хамисов О.В. Равновесные модели в экономике и энергетике. Новосибирск: Наука, 2006, 221 с.
10. Motto A.L., Galiana F.D., Conejo A.J., Huneault M. On Walrasian Equilibrium for Pool-Based Electricity Markets. — IEEE Power Engineering Review, 2002, vol. 22, № 6, p. 58.
11. Стофт С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии. М.: Мир, 2006, 623 с.
12. Nguyen N.T.A. et al. Optimal Power Flow with energy storage systems: Single-period model vs. multi-period mode. — 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015.
13. Jabr R.A., Karaki S., Korbane J.A. Robust Multi-Period OPF with Storage and Renewables — IEEE Transactions on Power Systems. 2015. Vol. 30, № 5. P. 2790–2799.
14. Krishnamurthy D. et al. Energy Storage Arbitrage Under Day-Ahead and Real-Time Price Uncertainty Reduced number of DA price forecast scenarios // IEEE Transactions on Power Systems. 2017, Vol. 33, № 1, pp. 84–93.
15. Zhao J., Zheng T., Litvinov E. A Multi-Period Market Design for Markets with Intertemporal Constraints // arXiv e-prints. 2018. pp. 1–12.
16. Castillo A., Gayme D.F. Profit Maximizing Storage Integration in AC Power Networks. — Energy Markets and Responsive Grids. Modeling, Control, and Optimization. Springer, 2018, pp. 251–280.
17. Xu B. et al. A Lagrangian Policy for Optimal Energy Storage Control. — Proceedings of the American Control Conference, 2020. pp. 224–230.

18. Taylor J.A. Financial storage rights. — IEEE Transactions on Power Systems, 2015, vol. 30, № 2, pp. 997–1005.

19. **Mucoz-Blvarez D., Bitar E.** Financial storage rights in electric power networks. — Journal of Regulatory Economics, 2017, vol. 52, № 1, pp. 1–23.

20. **Tan Z.F. et al.** A two-stage scheduling optimization model and solution algorithm for wind power and energy storage system considering uncertainty and demand response. — International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2014, vol. 63, pp. 1057–1069.

21. **Hu Z.** Energy Storage for Power System. Planning and Operation. Wiley, 2020. 232 p.

22. **Hua B. et al.** Pricing in Multi-Interval Real-Time Markets. — IEEE Transactions on Power Systems. IEEE, 2019. vol. 34, № 4, pp. 2696–2705.

23. **Васьковская Т.А.** Вопросы формирования равновесных узловых цен оптового рынка электроэнергии. — Электрические станции. 2017, № 1, с.25–32.

24. **Vaskovskaya T., Guha Thakurta P., Bialek J.** Contribution of transmission and voltage constraints to the formation of locational marginal prices. — International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2018, vol. 101, pp. 491–499.

25. **Vaskovskaya T.A.** Locational Marginal Pricing in Multi-Period Power Markets. — Energy Systems Research. 2019, vol. 2, № 2, pp. 28–40.

26. **Отчет АО «АТС» о равновесных ценах в наиболее крупных узлах расчетной модели.** [Электрон. ресурс] URL:

http://www.atsenergo.ru/nreport?rname=big_nodes_prices_pub (Дата обращения 29.10.2020).

27. **Отчет АО «АТС» о торговом графике для режимных генерирующих единиц.** [Электрон. ресурс] URL: https://www.atsenergo.ru/nreport?rname=carana_sell_units (Дата обращения 29.10.2020).

28. **Choo C., Nair N., Chakrabarti B.** Impacts of Loop Flow on Electricity Market Design. — 2006 International Conference on Power System Technology. IEEE, 2006, pp. 1–8.

[19.10.2020]



Авторы: Васьковская Татьяна Александровна — доктор техн. наук, начальник департамента развития аналитических систем АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» (АО «АТС»), защитила докторскую диссертацию в 2019 г.



Клюс Борис Александрович — заместитель начальника департамента развития аналитических систем АО «АТС».

Electrichestvo, 2020, No. 12, pp. 31–43

DOI:10.24160/0013-5380-2020-12-31-43

Designing the Electricity Market with Energy Storage Devices

VASKOVSKAYA Tatiana A. (Stock Company «Administrator of the wholesale electricity market trading system», Moscow, Russia) — Head of the analytical systems development Department, Dr. Sci. (Eng.)

KLUS Boris A. (Stock Company «Administrator of the wholesale electricity market trading system», Moscow, Russia) — Deputy Head of the analytical systems development Department (Eng.)

The development of energy storage systems allows us to consider their usage for load profile leveling during operational planning on electricity markets. The paper proposes and analyses an application of an energy storage model to the electricity market in Russia with the focus on the day ahead market. We consider bidding, energy storage constraints for an optimal power flow problem, and locational marginal pricing. We show that the largest effect for the market and for the energy storage system would be gained by integration of the energy storage model into the market's optimization models. The proposed theory has been tested on the optimal power flow model of the day ahead market in Russia of 10000-node Unified Energy System. It is shown that energy storage systems are in demand with a wide range of efficiencies and cycle costs.

Key words: energy storage, optimal power flow, locational marginal prices, power system economics

REFERENCES

1. **Ali S.H., Svobodova K., Everingham J.-A., Altingoz M.** Climate Policy Paralysis in Australia: Energy Security, Energy Poverty and Jobs. — IEEE Power and Energy Magazine, 2014, vol. 13, №18, pp. 1–16.

2. **Concept** of development of the electricity storage systems market in the Russian Federation, 2017, 43 p. [Electron. Resource] URL: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/9013/74739> (Date of appeal 29.10.2020).

3. **Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System**

Operators: 2018–03708. — Federal Register. 2018, vol. 83, № 44, pp. 9580–9633.

4. **Regulations** for calculating the selection of generating equipment [Electron. Resource] URL: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm> (Date of appeal 29.10.2020)

5. **Regulations** for competitive selection of price orders for the day ahead [Electron. Resource] URL: <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm> (Date of appeal 29.10.2020).

6. **Regulations** for competitive selection of bids for balancing of the system [Electron. Resource] URL: <https://www.np->

sr.ru/regulation/joining/reglaments/index.htm (Date of appeal 29.10.2020).

7. **Telyatnik A.G., Vaskovskaya T.A.** *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Energetika – in Russ. (Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Energetika)*, 2019, No. 4, pp. 3–15.

8. **Zangvill U.I.** *Nelinejnoe programmirovaniye. Ediny podhod* (Nonlinear programming. Unified approach). M.: Sovetskoe radio, 1973, 312 p.

9. **Zorkaltsev V.I., Hamisov O.V.** *Ravnovesnye modeli v ekonomike i energetike* (Equilibrium models in Economics and Energy). Novosibirsk: Nauka, 2006, 221 p.

10. **Motto A.L., Galiana F.D., Conejo A.J., Huneault M.** On Walrasian Equilibrium for Pool-Based Electricity Markets. — IEEE Power Engineering Review, 2002, vol. 22, № 6, p. 58.

11. **Stoft S.** *Ekonomika energosistem. Vvedenie v proektirovaniye ryнков elektroenergii* (Economy of power systems. Introduction to power market design). M.: Mir, 2006, 623 p.

12. **Nguyen N.T.A. et al.** Optimal Power Flow with energy storage systems: Single-period model vs. multi-period model. — 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015.

13. **Jabr R.A., Karaki S., Korban J.A.** Robust Multi-Period OPF with Storage and Renewables. — IEEE Transactions on Power Systems, 2015, vol. 30, № 5, pp. 2790–2799.

14. **Krishnamurthy D. et al.** Energy Storage Arbitrage Under Day-Ahead and Real-Time Price Uncertainty Reduced number of DA price forecast scenarios. — IEEE Transactions on Power Systems. 2017, vol. 33, № 1, pp. 84–93.

15. **Zhao J., Zheng T., Litvinov E.** A Multi-Period Market Design for Markets with Intertemporal Constraints // arXiv e-prints. 2018. pp. 1–12.

16. **Castillo A., Gayme D.F.** Profit Maximizing Storage Integration in AC Power Networks. — Energy Markets and Responsive Grids. Modeling, Control, and Optimization. Springer, 2018, pp. 251–280.

17. **Xu B. et al.** A Lagrangian Policy for Optimal Energy Storage Control. — Proceedings of the American Control Conference, 2020. pp. 224–230.

18. **Taylor J.A.** Financial storage rights. — IEEE Transactions on Power Systems, 2015, vol. 30, № 2, pp. 997–1005.

19. **Mucoz-Blvarez D., Bitar E.** Financial storage rights in electric power networks. — Journal of Regulatory Economics, 2017, vol. 52, № 1, pp. 1–23.

20. **Tan Z.F. et al.** A two-stage scheduling optimization model and solution algorithm for wind power and energy storage system considering uncertainty and demand response. — International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2014, vol. 63, pp. 1057–1069.

21. **Hu Z.** Energy Storage for Power System. Planning and Operation. Wiley, 2020. 232 p.

22. **Hua B. et al.** Pricing in Multi-Interval Real-Time Markets. — IEEE Transactions on Power Systems. IEEE, 2019. vol. 34, № 4, pp. 2696–2705.

23. **Vaskovskaya T.A.** *Elektricheskie stantsii – in Russ. (Power Plants)*. 2017, No 1, pp. 25–32.

24. **Vaskovskaya T., Guha Thakurta P., Bialek J.** Contribution of transmission and voltage constraints to the formation of locational marginal prices. — International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2018, vol. 101, pp. 491–499.

25. **Vaskovskaya T.A.** Locational Marginal Pricing in Multi-Period Power Markets. — Energy Systems Research. 2019, vol. 2, № 2, pp. 28–40.

26. **The Report** of SC"ATS" on equilibrium prices in the largest nodes of the calculation model [Electron. Resource] URL: http://www.atsenergo.ru/nreport?rname=big_nodes_prices_pub (Date of appeal 29.10.2020).

27. **The Report** of SC «ATS» on the chart for the regime of cash-generating units [Electron. Resource] URL: https://www.atsenergo.ru/nreport?rname=carana_sell_units (Date of appeal 29.10.2020).

28. **Choo C., Nair N., Chakrabarti B.** Impacts of Loop Flow on Electricity Market Design. — 2006 International Conference on Power System Technology. IEEE, 2006, pp. 1–8.

[19.10.2020]