

## ЭНЕРГЕТИКА

Обзорная статья

УДК 658.261

EDN: QFANFX

DOI: 10.21285/1814-3520-2024-2-273-289



## Анализ учета критериев системной надёжности в моделях выбора состава включенного генерирующего оборудования в электроэнергетических системах

Ю.Э. Добрынина<sup>1✉</sup>, Д.С. Крупенёв<sup>2</sup><sup>1,2</sup>Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

**Резюме.** Цель исследования – выполнить анализ моделей и механизмов выбора состава включенного генерирующего оборудования, которые используются в работе оптового рынка электроэнергии и мощности в России и других странах, а также рассмотреть методы и критерии учета ограничений по системной надёжности в этих моделях. Объектом исследования выступают энергетические системы: оптовые рынки электроэнергии и мощности в России, Великобритании, странах Европейского союза, Австралии и Соединенных Штатах Америки. В основу исследований легли подход, сбор и проведение аналитического обзора различных источников научной информации. Рассмотрены основные положения функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности в различных странах, основные механизмы регулирования процессов в рамках решения оптимизационной задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования, изучена и проанализирована нормативно-правовая база, основы регулирования в области решения оптимизационных задач. Показано, что в рамках функционирования отечественной модели АО «Системный оператор Единой энергосистемы России» проводит выбор состава включенного генерирующего оборудования в рамках поданных ценовых заявок с учетом потребности рынка и баланса энергосистемы. Рассмотренная и проанализированная действующая система выбора состава включенного генерирующего оборудования, принятая в российской электроэнергетике, не позволяет в полной мере учитывать системную надёжность, что способствует дальнейшему изучению данного вопроса. Проведенный сравнительный анализ принципов функционирования моделей и особенностей решения оптимизационных задач по выбору состава включенного генерирующего оборудования показал сильные и слабые стороны в подходах в различных странах как с точки зрения законодательства, так и с модельной стороны. По итогам проведенных аналитических исследований сформулированы основные положения по каждой модели, посредством которых решается оптимизационная задача выбора состава включенного генерирующего оборудования.

**Ключевые слова:** оптовый рынок электроэнергии и мощности, энергетическая система, выбор состава включенного генерирующего оборудования, системная надёжность

**Финансирование.** Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0003) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

**Для цитирования:** Добрынина Ю.Э., Крупенёв Д.С. Анализ учёта критериев системной надёжности в моделях выбора состава включенного генерирующего оборудования в электроэнергетических системах // iPolytech Journal. 2024. Т. 28. № 2. С. 273–289. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-2-273-289>. EDN: QFANFX.

## POWER ENGINEERING

Review article

## Consideration of system security criteria in the models of power system unit commitment

Yulia E. Dobrynina<sup>1✉</sup>, Dmitry S. Krupenev<sup>2</sup><sup>1,2</sup>Melentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia

**Abstract.** The study aims to analyze the unit commitment models and mechanisms that are used in the wholesale electricity and capacity market in Russia and other countries, as well as to consider the methods and criteria for taking into account the system security constraints in these models. The subject matter of the study includes energy systems: wholesale energy and capacity markets in Russia, the United Kingdom, EU countries, Australia, and the United States of America. In this work, various scientific information sources were collected and

analytically reviewed. The study considers the performance framework of the wholesale electricity and capacity market in different countries and the main control mechanisms in solving the unit commitment problem, as well as studying and analyzing the legal and regulatory framework in solving optimization problems. It is shown that within the domestic model, the Russian Power System Operator conducts unit commitment according to the submitted price bids, taking into account the needs of the market and the energy system balance. The considered and analyzed unit commitment scheme adopted in the Russian electric power industry fails to take full account of system security, which prompts further study of this issue. The performed comparative analysis of principles underlying the performance of models and the specifics of solving unit commitment problems revealed the strengths and weaknesses in the approaches adopted in different countries both in terms of the legislation and models. The conducted analytical study helped to formulate the key points for each model that can be used to solve the unit commitment problem.

**Keywords:** wholesale electricity and capacity market, power system, selection of included generating equipment composition, system reliability

**Funding.** The work was conducted under the State Assignment Project (no. FWEU-2021-0003), which is a part of the Fundamental Research Program of the Russian Federation for the period from 2021 to 2030.

**For citation:** Dobrynina Y.E., Krupenev D.S. Consideration of system security criteria in the models of power system unit commitment. *iPolytech Journal*. 2024;28(2):273-289. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-2-273-289>. EDN: QFANFX.

## ВВЕДЕНИЕ

В современных реалиях регулирование оптового рынка электроэнергии и мощности не стоит на месте, постоянно меняющиеся вводные (внешние и внутренние факторы) способствуют развитию. Подход к решению оптимизационной задачи по выбору состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) позволяет найти пути решения в «узких» местах.

В Российской Федерации оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) подразделяется на рынок электрической энергии, рынок мощности и рынок системных услуг. Рынок электрической энергии включает в себя: балансирующий рынок (БР), рынок на сутки вперед (РСВ), свободные и двусторонние договоры<sup>1-10</sup>. Стоит отметить, что соотношение продаваемой энергии в России на представленных рынках составляет (данные за 2021 год):

– 1-я ценовая зона порядка 74,7% – РСВ; 17,1 – регулируемые договоры (РД); 5,1% – БР; 3,1% – свободные двусторонние договоры;

– 2-я ценовая зоны – 70,4% – РСВ; 9,6% – РД; 4,3% – БР; 15,7% – свободные двусторонние договоры.

Модель ВСВГО применяется в рамках работы РСВ. Согласно нормативным документам, в области электроэнергетики процедура ВСВГО базируется преимущественно на экономических параметрах с некоторыми техническими ограничениями (в основном это возможности генераторов по выдаче мощности). В рамках данной работы проведен анализ существующей модели ВСВГО на ОРЭМ и

сформулированы требования (направления) по улучшению выборного процесса.

Модель ВСВГО призвана покрыть существующие издержки генераторов с максимизацией маржинальной прибыли, при этом осуществить отбор генераторов максимально прозрачно.

В модели ВСВГО используется ряд ограничений, своего рода критерии для решения оптимизационной задачи, которые призваны структурировать выбор, далее рассмотрим более детально.

Модель ВСВГО важна как оптимизационная задача, направленная на решение вопросов работы энергосистемы, а также необходимая составляющая системной надежности Единой энергетической системы (ЕЭС) России. В контексте сформулированной задачи целесообразно рассмотреть действующие критерии, оказывающие влияние на конечную заявку ВСВГО и процедуру отбора.

В современных реалиях большое внимание уделяется технико-экономическим параметрам, где основой для расчетов берется максимизация прибыли через отбор наиболее выгодной заявки для генератора с учетом поведения конкурентов и технических особенностей оборудования. Оптимизационная задача с точки зрения генератора состоит в следующем: необходимо сформировать почасовую заявку таким образом, чтобы она покрывала затраты на производство с учетом маржинальной прибыли; учесть поведение конкурентов (создать конкурентную заявку для отбора); взять во внимание технические возможности оборудования (тип/вид оборуду-

дования, график проведения ремонтных работ, технические ограничения, время разворота оборудования и другие параметры).

Оптимизационная задача со стороны системного администратора заключается в осуществлении процедуры отбора ВСВГО в одноименной модели с учетом ограничений как технических, так и экономических.

В контексте этой работы основными задачами являются анализ процедур ВСВГО, применяемые в разных странах, формулирование предложений, которые позволят скорректировать решение оптимизационной задачи с учетом системной надежности в модели ВСВГО. В частности, как одно из направлений – «отсутствие ограничения энергопотребления; перегрузки оборудования электростанций, подстанций и линий электропередачи выше заданных в блоке настройки; недопустим перенос перегрузки»<sup>3</sup>.

### ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ

ОРЭМ [3] в России представляет собой механизм взаимодействия ряда субъектов, а именно РСВ, БР, свободные и двусторонние договоры. Электрическая энергия в пределах ценовых зон ОРЭМ может продаваться по регулируемым ценам в рамках регулируемых договоров и по конкурентным (нерегулируемым) ценам на ОРЭМ.

Процедура ВСВГО подразумевает наличие оборудования, находящегося в резерве. Рассмотрим их более детально на основании стандарта<sup>3</sup>, рис. 1.

На всех этапах краткосрочного планирования должна осуществляться оценка достаточности объема РТР в каждой области регулирования с учетом определения объема невыпускаемых резервов. Фактический объем РТР определяется для каждой области регулирования, в которой производится регулирование частоты. При определении фактического объема РТР осуществляется оценка достаточности объема РТР с учетом определения объема невыпускаемых резервов<sup>4</sup>.

В соответствии с приведенной выше информацией, решение оптимизационной задачи ВСВГО подразумевает наличие резерва, а именно третичного резерва мощности (с учетом территориальных особенностей в ЕЭС России)<sup>4</sup>.

Системный оператор (СО) аккумулирует информацию о минимальных параметрах РТР в соответствии с Методическими указаниями по определению объемов и размещению резервов активной мощности в ЕЭС России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима<sup>5</sup>.

Решение оптимизационной задачи ВСВГО базируется на нормативно-правовых

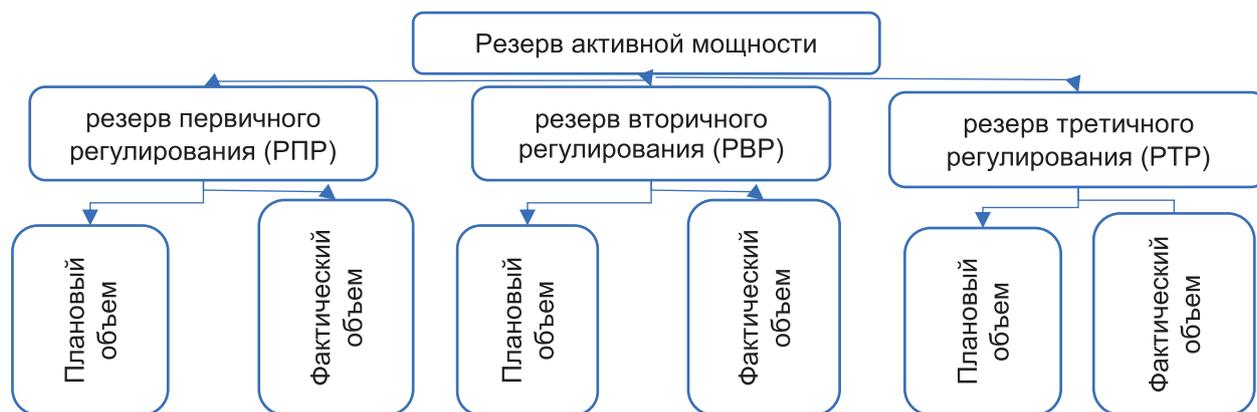


Рис. 1. Структура резерва активной мощности  
Fig. 1. Active power reserve structure

<sup>3</sup>Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (с изм. от 22 ноября 2019 года Протокол № 26/2019 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»)

<sup>4</sup>Приложение к приказу АО «СО ЕЭС» от 15.02.2018 № 32. Стандарт «Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном Планировании» (в редакции от 15.02.2018).

<sup>5</sup>Приказ Министерства энергетики РФ от 15.10.2018 №882 (в редакции от 10.08.2023).

документах, регулирующих деятельность ОРЭМ<sup>3,6-9</sup>. С точки зрения участников, на ОРЭМ отбор ВСВГО проходит следующим образом рис. 2.

В соответствии с вводными данными и математической моделью, СО решает оптимизационную задачу ВСВГО с учетом «прогнозных графиков работы ЭС, надежности энергоснабжения и снижения стоимости электрической энергии»<sup>10</sup>. По итогам оптимизационного расчета ВСВГО СО определяется «состав единиц генерирующего оборудования (ЕГО) на сутки X и прогноз на период с суток X+1 по сутки X+2 (включительно)»<sup>10</sup>.

В соответствии с проведенным оптимизационным расчетом, ВСВГО СО формирует «перечень ЕГО к включению/отключению»<sup>10</sup> в соответствии с заданным параметром ЭС<sup>10</sup>.

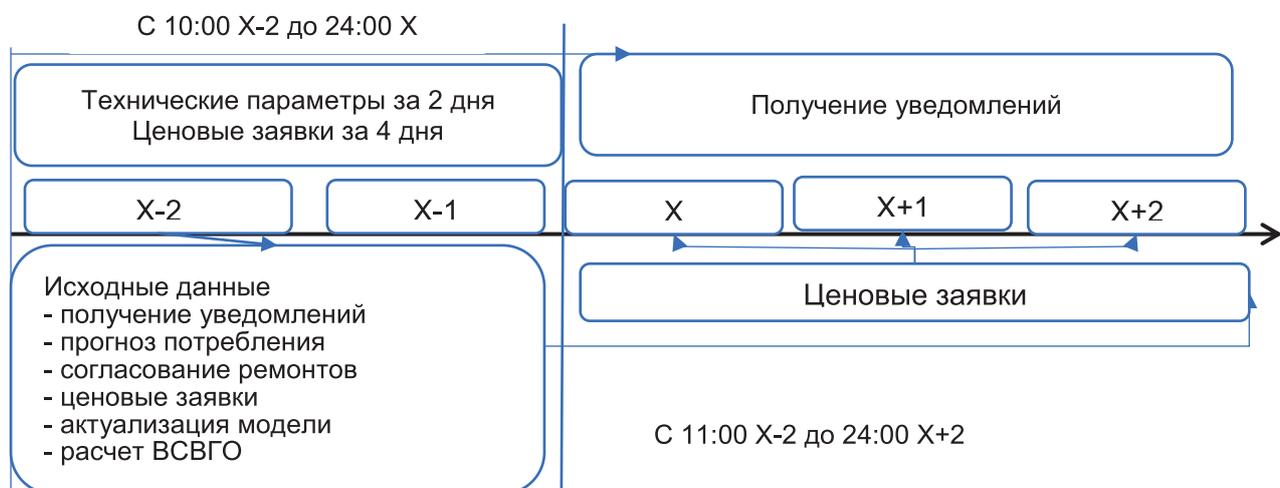
Варианты назначения режимных генераторов:

– «включенное состояние или режим работы, необходимый для обеспечения поддержания параметров электроэнергетиче-

ского режима в области допустимых значений энергетического режима»<sup>10</sup>;

– «режимные генераторы, включенные (учтенные в работе) для подтверждения наличия резервов мощности (холодный резерв)»<sup>10</sup>.

В состав исходных данных для расчета ВСВГО в качестве режимных генераторов, включенных для целей подтверждения наличия «фактических резервов мощности, еженедельно в расчетах ВСВГО на сутки проверки ВПФРМ (включение ЕГО для проверки фактического резерва мощности с понедельника на среду) включается не более 2 ЕГО по каждой ОЭС из числа включенных в указанный перечень. А в случае необходимости проверки ВПФРМ в отношении ПГУ (парогазовая установка), состоящей из более чем 2 ЕГО, включению подлежат все ЕГО, входящие в состав ПГУ»<sup>8</sup>. В случае, если в актуальный на дату расчета ВСВГО перечень включено более 2 ЕГО, включению в рамках процедуры ВСВГО подлежат ЕГО, отключенные ранее<sup>8</sup>.



**Рис. 2.** Модель ВСВГО (ежесуточный расчет выбора состава включенного генерирующего оборудования)  
**Fig. 2.** Model of daily calculation of selected composition of included generating equipment

<sup>6</sup>Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка в перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12 (приложение 1 к указанному Положению).

<sup>7</sup>Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования (с изм. от 23 апреля 2020 года. Протокол № 9/2020 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка») (в редакции от 23.12.2019).

<sup>8</sup>Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка (с изм. от 21 марта 2023 года. Протокол № 6/2023 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»).

<sup>9</sup>Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

<sup>10</sup>Официальный сайт Системный оператор единой энергетической системы. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru> (дата обращения 12.02.2024).

С точки зрения генерации ценовая заявка формируется как пара «цена-количество» в почасовом варианте. Рассмотрим процедуру ВСВГО в рамках ОРЭМ на рис. 3.

Данная схема показывает принцип поведения генерирующей компании, которая формирует заявку в рамках ВСВГО. В контексте данной модели нашей задачей стоит анализ модели ВСВГО [5] с точки зрения обеспечения системной надежности энергосистемы.

В существующей математической модели используются параметры:

- «ограничения на параметры электроэнергетического режима (общесистемные)»<sup>10</sup>;
- «ограничения, учитываемые при назначении СО ЕЭС режимных генераторов»<sup>10</sup>;
- «ограничения, связанные с технологическим режимом работы электростанции, задаваемые участником ОРЭМ»<sup>10</sup>.

Оптимизационная задача модели ВСВГО ранее рассматривалась многими авторами [1] как процесс решения экономической задачи. В ранних работах были выдвинуты предположения по решению оптимизационных задач [2, 4] с точки зрения генерации (стратегия поведения компании). В рамках данной работы рассмотрена концепция модели ВСВГО при обеспечении системной надежности энергосистем. Приоритетным направлением дальнейшей работы является решение оптимизационной задачи модели ВСВГО с дополнительным проведением оценки системной надежности и отслеживанием заданных критериев ее обеспечения.

## АНАЛИЗ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА

Рассмотрим зарубежный опыт в решении задачи ВСВГО и учета критериев системной надежности при этом.

**Великобритания.** Современная модель оптового рынка электроэнергии Великобритании основана на предельном ценообразовании, при этом предельное ценообразование тесно связано со стоимостью электроэнергии, не позволяет/снижает возможности снижения зависимости от генерации, работающей на угле<sup>11</sup>.

В рамках существующей структуры рынка электрической энергии анализируется балансовая надежность. При анализе балансовой надежности учитывался объем резервов мощности, превышающих прогнозируемый максимум нагрузки потребления, и нормативные отключения электросетевого и генерирующего оборудования.

С целью поддержки National Grid при обеспечении надежности и с учетом прогнозов о сокращении резервов мощности в 2013 г. в рамках «закона об электроэнергетике» был разработан механизм предоставления балансирующего резерва в экстренных ситуациях за счет участия потребителей – добровольное сокращение потребления в «окно готовности» для снижения нагрузки на ЭС<sup>10</sup>.

Новый порядок торговли электроэнергией ВЕТТА (от англ. British Electricity Trading and Transmission Arrangements [16]) – процедура учета (расчета) небалансов, при этом сопоставляются объемы электроэнергии, приобретенной и реализованной по договорам с ре-

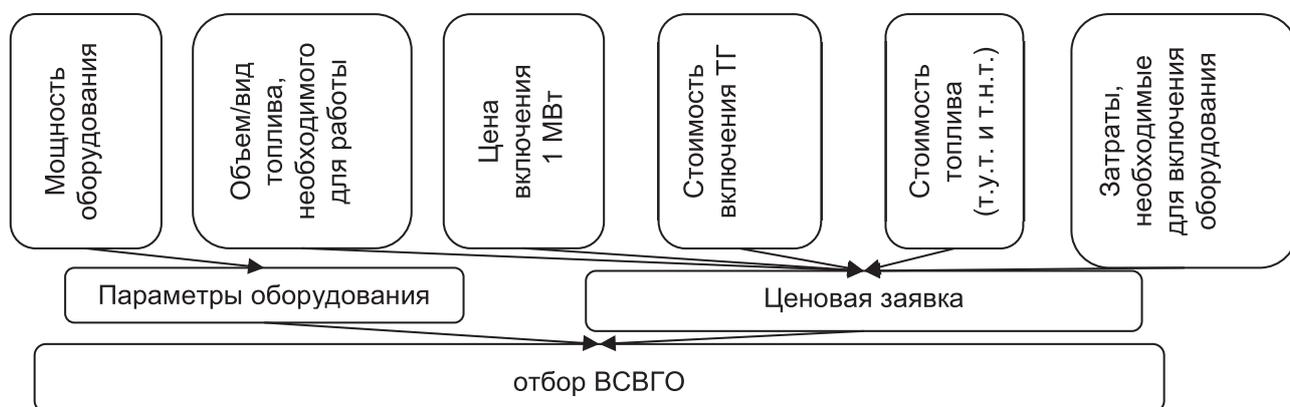


Рис. 3. Процедура ВСВГО в рамках оптового рынка электроэнергии и мощности

Fig. 3. The selection procedure of included generating equipment composition within the wholesale electricity and capacity market

<sup>11</sup>Review of Electricity Market Arrangements Consultation Document.

зультатами коммерческого учета физических объемов производства и потребления [16]. Объединение энергетических систем обусловлено распределением потоков электроэнергии, это, как правило, направление из Шотландии в Англию и Уэльс, что связано с расположением генераций на севере, в то время как основные потребители (спрос) на юге.

BETTA регламентирует деятельность «Балансирующего механизма» с точки зрения деятельности CO, а именно поддержание баланса между потреблением и производством. Основные положения отражены в Кодексе балансирования и расчетов<sup>12</sup> – Elexon [16], осуществляющим контроль и выполнение, а также обеспечивающим технические возможности участникам процесса.

Реализация электрической энергии, поставляемой в конкретный получасовой промежуток, проводится до так называемого «закрытия ворот», которое наступает за час до начала этого промежутка. Эти данные называются «окончательное физическое уведомление» и определяют реальную потребность в энергии в течение того или иного получаса<sup>13</sup>. Внесение дальнейших изменений в эти позиции не допускается.

Резервирование – постоянный резерв (услуга, предшествовавшая STOR, от англ. Short Term Operating Reserve [18]) был разработан для того, чтобы обеспечить доступность достаточного количества поставщиков с коротким уведомлением для защиты системы в случае потери генерации и непредвиденных изменений спроса в течение 20 мин. В данном контексте отсутствует вероятностный анализ энергетической системы, т.к. требования регламентированы и задаются детерминировано.

STOR разработан с учетом существования потенциальных поставщиков резервов, которые не могли соответствовать критерию ответа в течение 20 мин, но все же могли быть полезны для удовлетворения требований резерва Национальной сети. В связи с этим критерий времени ответа был увеличен с 20 до 240 мин<sup>14</sup>.

Генераторы и пользователи спроса могут предоставлять услугу STOR. При этом постав-

щики STOR руководствуются определенными критериями:

- наличие вариантов – минимум 3 МВт или более генерирующей мощности, либо постепенное снижение спроса (могут быть с нескольких площадок);

- сроки поставки – предоставление договорного объема генерирующей мощности в течение 240 мин или меньше с момента получения инструкций;

- исполнение контрактных обязательств – обеспечение поставки договорного объема генерирующей мощности в течение как минимум двух часов по указанию;

- время остывания – период восстановления после использования не более 1200 мин (20 ч);

- частота расчета – не менее трех раз в неделю предоставление расчета STOR<sup>14</sup>.

Критерии STOR могут дополняться в зависимости от состояния и потребностей энергосистемы (в том числе времени года, недели, суток). National Grid определяет «окно доступности» из отношения рабочих и нерабочих дней в рамках одного из 6 сезонов (год разделен на 6 сезонов).

По контракту STOR (рис. 4): поставщик услуг должен быть в состоянии достичь предусмотренного по контракту балансирующего механизма к моменту начала контрактного окна доступности. Для этого службе можно (при необходимости) дать указание перед контрактным окном – в начале так называемого «окна предварительной инструкции». Время начала окна перед инструкцией будет разным для каждого поставщика и рассчитывается как начало контрактного окна за вычетом контрактного времени ответа конкретного подразделения/объекта<sup>14</sup>.

В ЭС Великобритании представлены 2 программы, отвечающие за регулирование частоты: «Firm Frequency Response»<sup>14</sup> (FFR, постоянная частотная характеристика) и «Enhanced Frequency Response»<sup>14</sup> (EFR, улучшенная частотная характеристика).

FFR – «основной параметр – способность выдачи не менее 1 МВт мощности в течение 30 с или снижение нагрузки в тех же параметрах»<sup>14</sup>. В целях затруднения входа National

<sup>12</sup>Balancing and Settlement Code (BSD). Режим доступа: <https://bscdocs.elexon.co.uk> (дата обращения: 15.02.2024).

<sup>13</sup>Ofgem. Режим доступа: <https://www.ofgem.gov.uk/> (дата обращения: 15.02.2024).

<sup>14</sup>Ancillary service settlement guide short term operating reserve (STOR) от 01.12.2009.

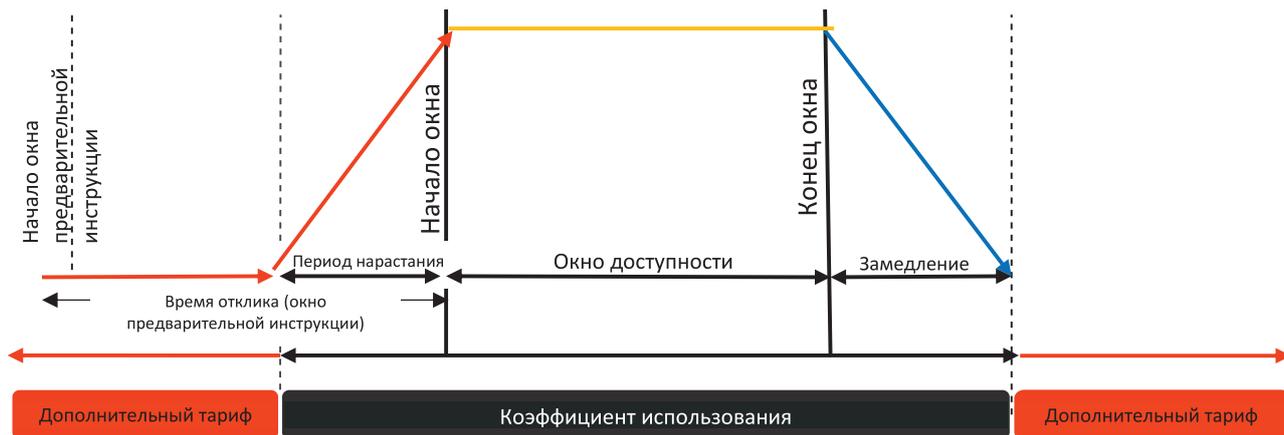


Рис. 4. Хронология работы генератора, предоставляющего услугу STOR  
Fig. 4. Operation chronology of the generator providing the STOR service

Grid устанавливает барьеры, увеличивая долю Demand response. Реализация FFR [9] (приобретение ресурсов для FFR) осуществляется в рамках ежемесячных тендерных закупок<sup>14</sup>.

EFR – продукт, который предусматривает «более быстрое – в пределах 1 с – реагирование в процессе регулирования частоты»<sup>14</sup>. Потребление и выработка находятся в прямой зависимости, изменяются пропорционально частоте. Данная услуга призвана «предупреждать сбои», а не реагировать на их возникновение, приоритетное направление применения – «накопитель энергии, а не управление спросом»<sup>14</sup>.

Основным элементом является системный подход к работе, а именно территориальные особенности расположения генераций и выстраивания транспортной логистики, использование в совокупном объеме альтернативных источников энергии и учет полученной энергии в энергетическом балансе, использование балансирующего рынка для моделирования и регулирования работы энергосистемы Великобритании в то время, когда в отечественной модели преимущественно используется рынок на сутки вперед.

**Европейский союз.** Энергетические рынки Европейского союза представляют собой интегрированную структуру, объединенную в EEX (европейскую энергетическую биржу, от англ. European Energy Exchange) (рынки Германии, Франции, Бельгии, Нидерландов, Люксембурга, Швейцарии, Австрии и Соединенного Королевства). EEX AG разрабатывает, эксплуатирует и обеспечивает

безопасное подключение, ликвидные и прозрачные рынки энергии и сопутствующих товаров, включая контракты на производные мощности, квоты на выбросы, сельскохозяйственную и грузовую продукцию.

EPEX SPOT [10] (от англ. European Power Exchange) управляет «наиболее ликвидными рынками на сутки вперед и внутрисуточными рынками» в Европе по средствам слепого аукциона, который проводится на постоянной основе один раз в день в почасовой разбивке следующего дня за расчетным. Заявки регистрируются участниками рынка до закрытия книги заявок в 12:00 по центрально-европейскому времени (10:20 для Великобритании и 11:00 для Швейцарии). Затем запускается алгоритм ВСВГО.

В соответствии с Методологией ACER [15] (Агентство Европейского союза по сотрудничеству регулирующих органов энергетики от англ. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) о расчете величины потеряннной нагрузки, стоимости нового ввода (CONE) и стандарта надежности (VOL.RS)) выделяются:

1) «фиксированная стоимость нового ввода» – это общий годовой чистый доход на единицу списанной мощности (за вычетом переменных затрат), получающий новый ресурс мощности в течение своего экономического срока службы с целью возмещения собственных капитальных и других ежегодных затрат;

2) «переменная стоимость» нового ввода (CONEvar) для новых вводов или «переменная стоимость обновления или пролонгации» (CORPvar) для существующих производствен-

ных ресурсов, которые обновляются, или срок службы которых продлевается) с учетом генерации или хранения в случае ресурса DSR (от англ. Demand Side Response) – это среднее значение минимальных рыночных цен на активацию данного конкретного ресурса мощности в течение экономического срока его службы. Схема DSR предлагает вознаграждение потребителям электроэнергии за сокращение потребления ими электроэнергии в часы пик, это поможет управлять нагрузкой на сеть во время критической нехватки электроэнергии;

3) «другие переменные операционные расходы» – это эксплуатационные расходы, не связанные с топливом или выбросами, а также расходы на техническое обслуживание, которые могут быть запланированы на основе эксплуатации ресурса мощности.

DSR работает, стимулируя потребителей энергии сокращать потребление энергии в периоды пикового спроса. Лучшим примером является либо снижение стоимости энергии за счет спотовых тарифов, либо возмещение затрат за счет участия в гибких рынках или рынках дополнительных услуг. Существуют различные механизмы компенсации балансирующих стимулов в зависимости от рынка, но эти два являются наиболее распространенными.

Гибкость – устройства отключаются в зависимости от относительного дисбаланса на внутрисуточных рынках. Например, когда вырабатывается недостаточно энергии, когда в данный период недостаточно солнечно или ветрено.

Вспомогательные услуги – на аукционе вспомогательных услуг устройства выставляются на день вперед в зависимости от рабочих параметров, например, на сколько часов они могут быть доступны в данный день. Если аукцион будет принят, эти устройства могут получить компенсацию за предоставление резервных услуг, а также дополнительную ценность за включение в случае необходимости.

Согласно статье 25 Регламента (ЕС) 2019/943 Европейского парламента и Совета от 5 июня 2019 года о внутреннем

рынке электроэнергии, при применении механизмов наращивания мощности государства-члены ЕС должны иметь действующий стандарт надежности.

Этот стандарт надежности должен быть рассчитан с использованием, по крайней мере, CONE – стоимости нового входа и значения потери нагрузки VOLL (от англ. Value of Lost Load) за заданный период времени<sup>15</sup>.

VOLL – величина потерянной нагрузки – величина, приписываемая потребителями неиспользованной энергии<sup>14</sup>. Она представляет собой максимальную цену, которую потребители готовы платить за снабжение энергией. По установленной цене для потребителей: при поставке электроэнергии они платят установленную цену, при отсутствии поставки потребители ничего не платят<sup>16</sup>.

Анализ надежности ЭС в ЕС проводится в рамках Европейского объединения операторов электропередачи ENTSO-E (от англ. European Network of Transmission System Operators for Electricity) [13]. ENTSO-E является важным элементом экономики промышленности и сферы услуг. При этом анализ балансовой надежности в Европе должен основываться на «национальных оценках надежности»<sup>16</sup>, подготавливаемых самостоятельно СО электропередачи, и должен «включать оценку надежности на пятилетний период, а также на период от 5 до 15 лет»<sup>16</sup>.

Европейская система, в отличие от отечественной модели, балансирует между традиционными источниками энергии и альтернативными, в последнее время делая упор на альтернативные источники энергии. В связи с чем надежность энергетической системы постоянно меняется, при этом баланс между размещением производства и потребителей асимметричен, что накладывает свои «отпечатки». Следует отметить быстрый переход в сторону альтернативных источников энергии, что, в свою очередь, приводит к удорожанию энергии для конечных потребителей. С точки зрения технических особенностей по работе биржи особенностью является централизованное управление на всей территории ЕС, следовательно, заявки принимаются одновременно повсеместно и участвуют в торгах.

<sup>15</sup>Официальный портал European Union Emissions Trading System – legal point of view. Режим доступа: <https://emissions-euets.com> (дата обращения: 12.02.2024)

<sup>16</sup>Официальный сайт National Grid ESO. Режим доступа: <https://www2.nationalgrideso.com> (дата обращения: 12.01.2024).

**Австралия.** В Австралии имеются оптовый рынок электроэнергии WEM (от англ. Wholesale Electricity Market) и Национальный рынок электроэнергии Австралии NEM (от англ. National Electricity Market). NEM – основной рынок электроэнергии Австралии, обслуживающий 88% населения.

Структура оптового рынка электроэнергии в Австралии представлена двумя самостоятельными финансовыми рынками, а именно биржевой рынок фьючерсных продуктов на электроэнергию (Австралийская биржа ценных бумаг (ASX) или через FEX Global (FEX)). Условия внебиржевых сделок обычно излагаются в соглашениях Международной ассоциации свопов и деривативов ISDA (от англ. International Swaps and Derivatives Association)<sup>17</sup>.

Австралийский оператор энергетического рынка AEMO (от англ. Australian Energy Market Operator) управляет энергетической системой таким образом, чтобы спрос на электроэнергию согласовывался одновременно. В рамках существующей энергосистемы электроэнергия, поставляемая генераторами, должна точно соответствовать тому, сколько электроэнергии используется потребителями, иначе может произойти ее отключение<sup>17</sup>.

Спотовый рынок – это механизм, который AEMO использует для согласования поставок электроэнергии с электростанций с потреблением в реальном времени домашними хозяйствами и предприятиями<sup>17-19</sup>.

Генераторы по расписанию отправляют предложения ежедневно каждые 5 мин

[8]. AEMO на основе направленных заявок решают оптимизационную задачу ВСВГО исходя из принципа удовлетворения преобладающего спроса наиболее экономичным способом<sup>20</sup>. Затем «AEMO ставит под нагрузку генераторы, посылая целевые сигналы автоматического управления генерацией AGC (от англ. Automatic Generation Control – с учетом частоты, перетока мощности в ветвях, а также состояние контроллера генератора для обеспечения изменений параметров генерации»<sup>21</sup>) на каждый генерирующий блок.

Когда спотовая цена снижается, более дорогостоящие генераторы отключаются [7].

Предельная рыночная цена – максимальная рыночная стоимость MPC (от англ. Marginal Propensity of Consumer), которая ранее называлась значением потерянной нагрузки «VOLL – это цена, автоматически устанавливаемая, когда AEMO дает указание поставщикам сетевых услуг прервать поставку абонентам, чтобы сохранить баланс спроса и предложения в системе»<sup>21</sup>.

AEMO поддерживает группу поставщиков услуг RERT (трейдер надежности и аварийного резерва, от англ. Reliability and Emergency Reserve Trader), которые при необходимости могут предоставить резерв с коротким уведомлением (от трех часов до семи дней) и со средним уведомлением (от десяти недель до семи дней), и для которых технические детали предварительно согласованы<sup>17-19,22,23</sup>.

Панель RERT позволяет AEMO проводить ускоренный тендерный процесс в ситуациях

<sup>17</sup>Официальный сайт Австралийской комиссии по энергетическому рынку. Режим доступа: <https://www.aemc.gov.au> (дата обращения: 27.02.2024).

<sup>18</sup>Официальный сайт австралийского оператора энергетического рынка // Australian Energy Market Operator. Режим доступа: <https://aemo.com.au/> (дата обращения: 27.02.2024).

<sup>19</sup>Официальный сайт австралийской комиссии по энергетическому рынку // Australian Energy Market Commission (Rule Determination National Electricity Amendment (Enhancement To The Reliability And Emergency Reserve Trader) Rule 2019 Proponent Aemo). Режим доступа: <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/enhancement-reliability-and-emergency-reserve-trader> (дата обращения: 2.05.2019).

<sup>20</sup>Официальный сайт Департамента по вопросам изменения климата, энергетики, окружающей среды и водных ресурсов Австралии. Режим доступа: <https://www.dcseew.gov.au> (дата обращения: 18.02.2024)

<sup>21</sup>Официальный сайт Operation Technology. Режим доступа: <https://etap.com> (дата обращения: 27.02.2024).

<sup>22</sup>Национальные Правила в области электроэнергетики Австралии (ред. от начала действия редакции 09.02.2024). Режим доступа: [https://mobile.ruscable.ru/news/2021/8/27/Pravitelystvo\\_Avstralii\\_utverdilo\\_novye\\_pravila\\_dl/](https://mobile.ruscable.ru/news/2021/8/27/Pravitelystvo_Avstralii_utverdilo_novye_pravila_dl/) (дата обращения: 2.05.2019).

<sup>23</sup>Официальный сайт австралийской комиссии по энергетическому рынку // Australian Energy Market Commission Updated Amended Panel RERT Guidelines - 18 August 2020 - Final for publication. Режим доступа: <https://www.eeseaec.org/energeticeskij-profil-avstralii> (дата обращения: 2.05.2019).

короткого и среднесрочного уведомления<sup>24</sup> [17].

В соответствии с заявленными параметрами, резерв, который может быть получен для RERT, включает:

1) «внеплановую нагрузку, которая может быть сокращена и восстановлена по запросу АЕМО»<sup>18,22,23</sup>;

2) «незапланированную генерирующую мощность (резервные дизели)»<sup>18,22,23</sup>.

Резервы в рамках RERT не должны быть доступны NEM по какому-либо другому контракту или договоренности в те торговые интервалы, в которые требуется наличие резерва.

Кроме того, существует ряд критериев, которые АЕМО будет использовать для оценки резерва, к ним относятся следующие: «доступность резерва в летний период; возможность включения (активация) резерва как блока мощностью не менее 10 МВт; возможность активации резерва (включения) при непрерывной работе с минимальным интервалом 30 мин; потенциальный резерв не подает заявки и оферты на Национальный рынок электроэнергии».

Если с помощью ESOO (от англ. Electricity Statement of Opportunities – заявление о возможностях в области электроэнергетики) прогнозируется неиспользованная энергия, АЕМО может обеспечить резерв для длительного уведомления посредством приглашений к участию в тендере, если у нее есть уведомление о прогнозируемом дефиците за 10 недель или более<sup>23</sup>.

Стандарты надежности NEM установлены Комитетом по надежности Австралийской комиссии по рынку энергии. Установленные стандарты в настоящее время требуют, чтобы резерв в год для каждого региона не превышал 0,002% от общей энергии, потребляемой в этом регионе в этом году. В рамках действующего законодательства АЕМО обязано обеспечить передачу 850 МВт резерва в рамках NEM.

Положения о системе обеспечения надежности Национальных правил в области

электроэнергетики предусматривают, что АЕМО должна обеспечить достаточный резерв и убедиться, что надежность поставок соответствует стандарту надежности.

Результаты надежности измеряются с точки зрения недоотпущенной энергии, то есть количества энергии, необходимой потребителям, которая не может быть поставлена из-за нехватки мощности. Стандарт надежности требует, чтобы любой дефицит электропитания не превышал 0,002% от общей потребности в электроэнергии (оценки эффективности рынка и корректности использования параметров надежности, таких как предельная рыночная цена, более строгий промежуточный стандарт надежности, используется в качестве триггера для рыночных механизмов для предотвращения прогнозируемого дефицита поставок)<sup>25</sup>. С 2020 по 2025 г. применяется более жесткий стандарт резерва в размере 0,0006% для запуска Обязательства по обеспечению надежности розничных продавцов RRO (от англ. Retailer Reliability Obligation) [11].

В рамках своей рыночной деятельности АЕМО стремится поддерживать частоту системы в безопасном диапазоне (между 49,85 и 50,15 Гц)<sup>25</sup>.

Модель/механизм PASA (прогнозируемая оценка балансовой надежности системы, от англ. Projected Assessment of System Adequacy, рис. 5)<sup>18</sup>. PASA – «комплексная программа, которая включает в себя сбор, анализ и раскрытие информации о среднесрочной и краткосрочной безопасности энергосистемы и надежности перспектив поставок» [17]. Данный анализ проводится для информирования участников в целях принятия оптимальных решений о поставках, спросе и отключениях электроэнергии сетей электропередачи на сроки до 2 лет (или до 3 лет, если указано)<sup>12</sup>.

Краткосрочные исходные данные PASA должны быть представлены каждым соответствующим запланированным производителем и участником рынка в соответствии с графиком (включая пожелания, планы, критерии оценки участников рынка):

<sup>24</sup>Официальный сайт Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики» Режим доступа: <https://www.hse.ru/> (дата обращения: 27.02.2024)

<sup>25</sup>State of the energy market 2023 // National Electricity. Режим доступа: [Market https://www.aer.gov.au/publications/reports/performance/state-energy-market-2023](https://www.aer.gov.au/publications/reports/performance/state-energy-market-2023) (дата обращения: 27.02.2024).

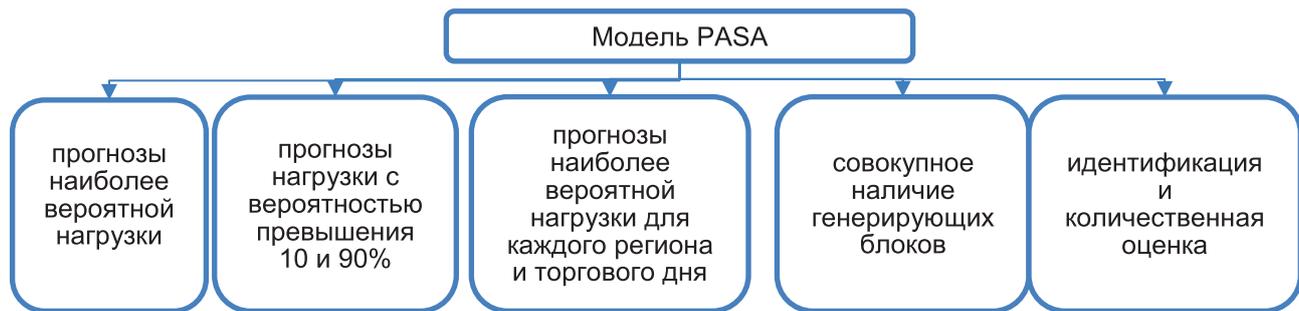


Рис. 5. Параметры публикации в рамках краткосрочного PASA  
 Fig. 5. Publication settings within a short-term PASA

1) «доступная мощность каждого запланированного генерирующего блока для каждого 30-минного периода в ожидаемых рыночных условиях»<sup>26</sup>;

2) «доступность PASA каждого запланированного генерирующего блока в течение каждого 30-минного периода»<sup>26</sup>;

3) «прогнозируемая ежедневная доступность реагирования оптового спроса для единиц реагирования оптового спроса, которые ограничены реагированием оптового спроса»<sup>26</sup>;

4) «прогнозируемая ежедневная доступность энергии для плановых генерирующих блоков с ограничениями (режимные ограничения)»<sup>26</sup>.

АЕМО должна подготовить и опубликовать следующую информацию за каждый 30-минный период в течение периода, охватываемого краткосрочным PASA (см. рис. 5)<sup>25</sup>.

При решении оптимизационной задачи PASA АЕМО выявляет какие-либо отклонения в части соблюдения стандарта надёжности – АЕМО сообщает координатору, при этом формируются требования по сбросу чувствительных нагрузок<sup>17</sup>.

В соответствии с законодательством, система отчетности при формировании заявок носит конфиденциальный характер, при этом публичное раскрытие возможно при наличии соответствующего разрешения от компании в то время, как в России СО публикует отчет по отобраннным заявкам – раскрытие информации, что закреплено на законодательном уровне. При этом обновление информации по заявкам в Австралии возможно ежедневно каждые 5 мин. Стан-

дарт надёжности подразумевает активный мониторинг.

**Соединенные Штаты Америки.** Энергетический сектор Соединенных Штатов Америки представляет собой многополярную рыночную структуру, сформированную по географическому признаку (объединение нескольких штатов или 1 штат), структуре рынка, принятым стандартам и механизмам торговли, составу участников и другим показателям. В связи с этим регулирование рынков в США подразделяется на федеральное и местное, т.е. имеющее отношение к тому или иному электроэнергетическому рынку и определяющее правила деятельности этих рынков.

При этом энергетический рынок регулируется двумя организациями, играющими ключевую роль в регулировании и надзоре за электросетями в США: «Федеральная комиссия по регулированию энергетики» FERC (от англ. Federal Energy Regulatory Commission) и «Североамериканская корпорация электрической надёжности» NERC (от англ. North American Electric Reliability Corporation). FERC – федеральное агентство, ответственное за регулирование различных аспектов энергетического сектора, включая рынки электроэнергетики и передачу электроэнергии через границы штатов. NERC – некоммерческая организация, обозначенная как Организация по надёжности электроэнергии ERO (от англ. Electric Reliability Corporation) для Северной Америки.

Функционал NERC включает в себя «разработку, согласование и контроль за соблюдением законодательства (стандарт надёжности ЭС), мониторинг и анализ проблем, связанных с надёжностью»<sup>27</sup>. FERC осущест-

<sup>26</sup>Final consolidated rule/ Indicative changes to the National Electricity Rules made by the National Electricity Amendment (Integrating energy storage systems into the NEM) Rule 2021.

<sup>27</sup>Официальный сайт Ассоциации НП «Совет Рынка». Режим доступа: <https://www.np-sr.ru> (дата обращения: 12.02.2024).

вляет контроль за участниками рынка в области соблюдения стандартов надежности, при выявлении нарушений накладывает штрафные санкции размером до 1 млн долл. в день<sup>27</sup>.

Энергетический сектор США представлен в разрезе работы 12 оптовых рынков электроэнергии (объединены по территориальному признаку, составу участников, механизму торговли и нормативно-правовой базой).

Структура энергетического рынка США предусматривает наличие двух «операторов» ISO (независимый системный оператор, от англ. Independent System Operator) и RTO (региональная организация по передаче электроэнергии, от англ. Regional Transmission Organization). ISO – организация, созданная по рекомендации FERC. В областях, где установлена ISO, она координирует, контролирует и отслеживает работу энергетической системы, преимущественно в рамках одного штата США, но иногда охватывающее несколько штатов. RTO нередко выполняют те же функции, что и ISO, но охватывают большую географическую область, а также дополнительным является пункт в функционировании – большая ответственность за передающую сеть, как установлено FERC.

Шесть оптовых рынков управляются независимыми CO – (ISO): CAISO, MISO, ISO New England, New York ISO, PJM, Southwest Power Pool.

FERC не контролирует деятельность на территории штата Техас, т.к. данная территория находится в зоне интересов (функционирования) собственного оптового рынка рынок ERCOT [12]. Торговые пулы представлены на территории северо-запада, юго-запада, юго-востока, параллельно с иными региональными операторами с различной структурой управления взаимодействуют в двустороннем порядке<sup>27</sup>.

Рассмотрим один из рынков PJM. Энергетический рынок устанавливает цены, выплачиваемые генераторам и оплачиваемые потребителями за объем ГВт электрической энергии, поставляемой в сеть PJM. Цена определяется с использованием узлового ценообразования, также известного как локальное предельное ценообразование. PJM публикует карту уровней цен на энергоносители по всей своей территории.

Участие в программах Управления спросом осуществляется с помощью агрегаторов – «поставщиков услуг по снижению спроса» CSP (от англ. Curtailment Service Provider). Агрегаторы являются агентами и несут ответственность за деятельность по DR (управление спросом, от англ. Demand Response) от имени потребителей электроэнергии на оптовых рынках PJM<sup>14</sup>.

Цель экономической программы DR – это «предоставление возможности участникам рынка реагировать на изменение цены на электроэнергию (узловой маржинальной цены) на оптовом рынке в режиме реального времени и в режиме «на сутки вперед» посредством снижения уровня энергопотребления и получать соответствующую выплату за сокращение спроса» [6].

Игроки на PCB, участвующие в DR, могут получить выплаты (расчет на основе маржинального ценообразования «на сутки вперед») в случае оформления заранее заявок на снижение нагрузки в рамках PJM [14].

В случае невыполнения обязательств при поддержании нагрузки в оговоренном объеме с учетом противоаварийной программы налагаются штрафные санкции. Следовательно, реакция игроков на снижение/увеличение нагрузки на период до 6 ч в течение 10 дней в летний период времени меняется.

Функционал рынка PJM с точки зрения надежности включает:

- регулирование частоты – принятие решения в течение 5 мин после команды CO;
- вращающийся резерв – принятие решения в течение 10 мин после команды CO;
- на сутки вперед – принятие решения в течение 30 мин после сигнала CO в режиме реального времени.

Ресурсы DR один из элементов противоаварийной программы – «снижение нагрузки на добровольной основе». По уведомлению PJM участники рынка принимают решение об участии в процессах, вызванных аварийными ситуациями, при этом оплата производится на уровне фактического объема, сложившегося в результате наступления аварийных событий.

CAISO – независимый CO, отвечающий за функционирование ОРЭМ и системных услуг на 80% территории штата Калифорния и небольшой части штата Невада в США [19–21]. CAISO – некоммерческая организа-

ция, которая не имеет в собственности объектов электросетевого комплекса. Членами CAISO являются организации-собственники (держатели активов) электросетевого комплекса.

PCB позволяет участникам фиксировать цены из расчета X-1 до наступления операционного дня (X) и хеджировать колебания цен, происходящие в режиме реального времени. За день (X-1) до фактической отправки участники отправляют предложения о поставках и заявки на спрос на электроэнергию. Заявки в почасовой разбивке соответствуют критериям ценообразования.

На основе заявок CAISO выстраивает графики (спрос и предложение) для каждого местоположения. Формирование цены осуществляется по средствам графических отображений в соответствии с временным промежутком. Считается, что предложения о поставке ниже указанной цены и предложения о спросе выше указанной, что означает, что они запланированы к отправке. Подтвержденные предложения вводятся в систему программного обеспечения для ценообразования вместе с обязательными ограничениями передачи для определения локальных предельных цен в различных точках системы.

Предложения от генераторов, запланированные в расчете на день вперед, оплачиваются в размере LMP [6] (локальная предельная цена, от англ. Locational Marginal Price) на день вперед за принятый объем. Запланированные поставщики должны производить установленное количество в режиме реального времени или покупать электроэнергию на рынке в режиме реального времени для замены того, что не было произведено.

Аналогичным образом оптовые покупатели электроэнергии, чьи заявки подтверждаются при рыночных расчетах на день вперед, оплачивают и закрепляют свое право потреблять согласованное количество по LMP на день вперед. Потребление электроэнергии в режиме реального времени, превышающее оплату за день вперед, оплачивается по LMP в режиме реального времени.

Обеспечение надежности ЭС в рамках CAISO осуществляется RDRR (от англ. Reliability Demand Response Resource), который обеспечивает поставку электроэнергии

в течение 40 мин и объемом не менее 0,5 МВт по команде CO.

Энергетическая система США с точки зрения надежности включает принципы и подходы к оценке надежности ЭС, а именно структуру оценки по критерию N-1, балансовую надежность в ЭЭС – резерв мощности в разрезе подзон (учет резерва генерации с учетом пропускной способности – функционал генерации). Принципы, элементы и структура ЭС США и России во многом похожи.

## **РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ**

В результате анализа рынков электроэнергии в различных странах была подготовлена сводная таблица с отражением основных особенностей рынков. В каждой ЭС есть свои особенности в законодательстве в процессе выстроенного регулирования отрасли, но при этом качественные параметры (базовые параметры) остаются неизменными.

Рассмотрение решения оптимизационной задачи, а впоследствии модели/уравнений предполагает анализ показателей: анализ режима, проверку на наличие перегрузок, устойчивости ЭС, на допустимость уровней напряжений в узлах сети. Данные элементы необходимо исследовать в модели как в совокупности, так и при изменении состояния каждого элемента и рассмотрения результатов в перспективе смоделированных условий.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

1. Грамотная организация спотового рынка электроэнергии позволяет определять оптимальные цены на электроэнергию, учитывая наиболее значимые особенности функционирования энергосистем.

2. В существующих моделях спотового рынка электроэнергии, применяемых в разных странах, учет системной надежности энергосистемы производится не на достаточном уровне, в основном детерминированным заданием норматива на резерв генерирующей мощности.

3. Для корректного учета особенностей обеспечения системной надежности энергосистем при организации деятельности спотового рынка электроэнергии целесообразно интегрировать вероятностную модель оцен-

№ Анализ оптовых рынков электроэнергии в различных странах  
 Analysis of wholesale electricity markets in various countries

Показатели	РФ	Великобритания	ЕС	Австралия	США
Количество ценовых зон	2+неценовые зоны	1 объединена в 3	28	1	21
Роль СО	регулятор	регулятор		регулятор	оператор биржи
Роль ВИЭ	-	+	+	+	+
Корректировка нагрузки в ЭС	дорогостоящие станции	ВИЭ	ВИЭ	ВИЭ	ВИЭ
Особенности планирования	утверждены прогнозы, ключевые показатели	целевые показатели функционирования энергосистемы	-	-	-
Подчинения СО, роль структуры	Централизованное, сильный регулятор	централизованное, единственный регулятор	централизованное, единственный регулятор	централизованное, сильный регулятор	плотная взаимосвязь, при этом самостоятельность
<b>Прозрачность:</b>					
Раскрытие информации, регламентов	+	+	+	+	+
	структурировано на соответствующих порталах, отвечающие за направление	структурировано	информация общего плана на едином ресурсе, проблематично по ряду направлений	структурировано на соответствующих порталах, отвечающие за направление, раскрытие информации по запросу	информация общего плана на едином ресурсе, структурирована на соответствующих порталах, отвечающие за направление
Раскрытие механизмов расчета	+/-	-	-	+/-	-
	основная (базовое уравнение) модель в открытом доступе, при этом отсутствует прозрачность при формировании окончательного решения	отсутствие в свободном доступе базовой расчетной модели для отбора (базовое уравнение)	отсутствие в свободном доступе базовой расчетной модели для отбора (базовое уравнение)	отсутствие в свободном доступе базовой расчетной модели для отбора (базовое уравнение), в регламентах присутствует описательная часть	отсутствие в свободном доступе базовой расчетной модели для отбора (базовое уравнение)
Раскрытие входной, промежуточной и итоговой информации	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-
	отсутствует информация по входным и промежуточным данным, на портале представлены итоговые расчеты	отсутствует информация по входным и промежуточным данным, на портале представлены итоговые расчеты	отсутствует информация по входным и промежуточным данным, на портале представлены итоговые расчеты	частично на портале, по направлению деятельности, раскрытие информации преимущественно по запросу	отсутствует информация по входным и промежуточным данным, на портале представлены итоговые расчеты
Регулирование объемов резерва	стандарт, п. РТР	STOR	данные отсутствуют	RERT	оперативный резерв на сутки вперёд
Время подачи заявки для отбора	за 4 дня на каждый час суток до момента X и на 2 дня вперед	каждые 30 мин, за час до момента X	слепой аукцион 1 раз в день на следующий расчетный день	ежедневно, каждые 5 мин	заранее

ки системной надёжности энергосистем для лучшей обоснованности при принятии решений по выбору включенного генерирующего оборудования.

4. Формирование прозрачного подхода к процедуре отбора оборудования с целью улучшения показателей, при которых участники ОРЭМ имеют возможность для более

выгодного запуска произвести оценку своих возможностей, а также проанализировать работу других участников рынка. В данном вопросе учет необходимо отражать не только с экономической части, но и с технических возможностей оборудования, предъявления системных требований со стороны энергосистемы.

#### Список источников

1. Амелина А.Ю., Лисин Е.М., Анисимова Ю.А., Стриелковски В. Выбор оптимальной стратегии поведения генерирующей компании на рынке «на сутки вперед» в условиях рыночного регулирования // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. 2013. № 4. С. 63–68. EDN: SCEKWD.
2. Аракелян Э.К., Андрияшин А.В., Мезин С.В., Косой А.А., Ягупова Ю.Ю., Юпатов Д.А. [и др.]. Проблемы учета фактора надёжности при выборе состава генерирующего оборудования ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергетики и пути их решения // Автоматика и телемеханика. 2022. № 5. С. 148–163. <https://doi.org/16310.31857/S0005231022050105>. EDN: ABWWKM.
3. Лебедев В.В. Развитие рынка электроэнергии в России – история и статистика результатов реформирования // Российский экономический интернет-журнал. 2022. № 1. Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=48367467> (дата обращения: 15.02.2024).
4. Пастухов О.В. Повышение точности выбора оптимального состава включенного генерирующего оборудования // Электроэнергетика глазами молодежи – 2016: материалы VII Международной молодежной научно-технической конференции (г. Казань, 19–23 сентября 2016 г.). Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2016. Т. 2. С. 347–350. EDN: MJSIFY.
5. Селезнев А.В. Программный комплекс для решения задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования в условиях конкурентного рынка электроэнергии в России // Управление развитием крупномасштабных систем MLSD'2015 (г. Москва, 29 сентября – 1 октября 2015 г.). Москва: Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2015. Т. 1. С. 281–290. EDN: WECDVH.
6. Cabot C., Villavicencio M. The demand-side flexibility in liberalised power market: A review of current market design and objectives // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2024. Vol. 201. P. 114643. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114643>.
7. Chanatásig-Niza E., Ciarreta A., Zarraga A. A volatility spillover analysis with realized semi(co)variances in Australian electricity markets // Energy Economics. 2022. Vol. 111. P. 106076. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106076>.
8. Cornell C., Dinh Nam Trong, Pourmousavi S.A. A probabilistic forecast methodology for volatile electricity prices in the Australian national electricity market // International Journal of Forecasting. 2024. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2023.12.003>.
9. Fan Fulin, Zorzi G., Campos-Gaona D., Nwobu J. Wind-Plus-Battery system optimisation for frequency response service: The UK perspective // Electric Power Systems Research. 2022. Vol. 211. P. 108400. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108400>.
10. Fridgen G., Michaelis A., Rinck M., Schöpf M., Weibelzahl M. The search for the perfect match: aligning power-trading products to the energy transition // Energy Policy. 2020. Vol. 144. P. 111523. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111523>.
11. Flottmann J., Wild P., Todorova N. Derivatives and hedging practices in the Australian national electricity market // Energy Policy. 2024. Vol. 189. P. 114114. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114114>.
12. Flottmann J. Australian energy policy decisions in the wake of the 2022 energy crisis // Economic Analysis and Policy. 2024. Vol. 81. P. 238–248. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2023.11.025>.
13. Hirth L., Mühlenpfordt J., Bulkeley M. The ENTSO-E Transparency Platform – a review of Europe's most ambitious electricity data platform // Applied Energy. 2018. Vol. 225. P. 1054–1067. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.048>.
14. Hale E.T., Bird L., Padmanabhan R., Volpi C. Potential roles for demand response in high-growth electric systems with increasing shares of renewable generation // National Renewable Energy Laboratory. Режим доступа: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/70630.pdf> (дата обращения: 30.09.2023).
15. Klopčič A., Hojnik J., Pustovrh A. ACER's success in establishing and ensuring the functioning of the internal energy market: through the eyes of NRAs and Traders // Managing global transitions. 2020. Vol. 18. Iss. 2. P. 91–110. <https://doi.org/10.26493/1854-6935.18.91-110>.
16. Liu Jinqi, Wang Jihong, Cardinal Joel. Evolution and reform of UK electricity market // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2022. Vol. 161. Iss. C. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112317>.
17. Prakash A., Ashby R, Bruce A., MacGill I. Quantifying reserve capabilities for designing flexible electricity markets: an Australian case study with increasing penetrations of renewables // Energy Policy. 2023. Vol. 177. P. 113551. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113551>.

18. Rai U., Oluleye G., Hawkes A. Stochastic optimisation model to determine the optimal contractual capacity of a distributed energy resource offered in a balancing services contract to maximise profit // *Energy Reports*. 2024. Vol. 11. P. 5800–5818. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.05.049>.
19. Ragosa G., Watson J., Grubb M. The political economy of electricity system resource adequacy and renewable energy integration: a comparative study of Britain, Italy and California // *Energy Research & Social Science*. 2024. Vol. 107. P. 103335. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103335>.
20. Wachs E., Engel B., Reliability versus renewables: modeling costs and revenue in CAISO and PJM // *The Electricity Journal*. 2020. Vol. 33. Iss. 10. P. 106860. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106860>.
21. Westgaard S., Fleten S.-E., Negash A., Botterud A., Bogaard K., Verling T.H. Performing price scenario analysis and stress testing using quantile regression: a case study of the Californian electricity market // *Energy*. 2021. Vol. 214. P. 118796. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118796>.

### References

1. Amelina A.Yu. Lisin E.M., Anisimova Yu.A., Strielkowski W. The optimal strategic choice of generating company behavior on the day-ahead market in conditions of market regulation. *Vektor nauki Tol'yatinskogo gosudarstvennogo universiteta*. 2013;4:63-68. (In Russ.). EDN: SCEKWD.
2. Arakelyan E.K., Andryushin A.V., Mezin S.V., Kosoj A.A., Yagupova Yu.Yu., Yupatov D.A., et al. Problems of accounting for the reliability factor when selecting the composition of generating equipment of the CHPP in the wholesale electricity market and ways to solve them. *Avtomatika i telemekhanika*. 2022;5:148-163. (In Russ.). <https://doi.org/16310.31857/S0005231022050105>. EDN: ABWWKM.
3. Lebedev V.V. Development of the electricity market in Russia – history and statistics of reform results. *Rossijskij ekonomicheskij internet-zhurnal*. 2022;1. Available from: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=48367467> [Accessed 15th February 2024]. (In Russ.).
4. Pastukhov O.V. Increasing selection accuracy of optimal included generating equipment composition. In: *Elektroenergetika glazami molodezhi – 2016: materialy VII Mezhdunarodnoj molodyozhnoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii = Electric power industry through the eyes of youth – 2016: materials of the 7<sup>th</sup> International Youth Scientific and Technical Conference*. 19–23 September 2016, Kazan'. Kazan': Kazan State Energy University; 2016, vol. 2, p. 347-350. (In Russ.). EDN: MJSAFY.
5. Seleznev A.V. Software package for solving the selection problem of the composition of switched-on generating equipment in the conditions of a competitive electricity market in Russia. In: *Upravlenie razvitiem krupnomasshtabnyh sistem MLSD\`2015 = Management of MLSD\`2015 large-scale system development*. 29 September – 1 October 2015, Moscow. Moscow: V.A. Trapeznikov Institute of Control Sciences of Russian Academy of Sciences; 2015, vol. 1, p. 281-290. EDN: WECDVH. (In Russ.).
6. Cabot C., Villavicencio M. The demand-side flexibility in liberalised power market: A review of current market design and objectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024;201:114643. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114643>.
7. Chanatásig-Niza E., Ciarreta A., Zarraga A. A volatility spillover analysis with realized semi(co)variances in Australian electricity markets. *Energy Economics*. 2022;111:106076. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106076>.
8. Cornell C., Dinh Nam Trong, Pourmousavi S.A. A probabilistic forecast methodology for volatile electricity prices in the Australian national electricity market. *International Journal of Forecasting*. 2024. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2023.12.003>.
9. Fan Fulin, Zorzi G., Campos-Gaona D., Nwobu J. Wind-Plus-Battery system optimisation for frequency response service: The UK perspective. *Electric Power Systems Research*. 2022;211:108400. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.108400>.
10. Fridgen G., Michaelis A., Rinck M., Schöpf M., Weibelzahl M. The search for the perfect match: aligning power-trading products to the energy transition. *Energy Policy*. 2020;144:111523. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111523>.
11. Flottmann J., Wild P., Todorova N. Derivatives and hedging practices in the Australian national electricity market. *Energy Policy*. 2024;189:114114. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114114>.
12. Flottmann J. Australian energy policy decisions in the wake of the 2022 energy crisis. *Economic Analysis and Policy*. 2024;81:238-248. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2023.11.025>.
13. Hirth L., Mühlenpfordt J., Bulkeley M. The ENTSO-E Transparency Platform – a review of Europe's most ambitious electricity data platform. *Applied Energy*. 2018;225:1054-1067. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.048>.
14. Hale E.T., Bird L., Padmanabhan R., Volpi C. Potential roles for demand response in high-growth electric systems with increasing shares of renewable generation. In: *National Renewable Energy Laboratory*. Available from: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/70630.pdf> [Accessed 30th September 2023].
15. Klopčič A., Hojnik J., Pustovrh A. ACER's success in establishing and ensuring the functioning of the internal energy market: through the eyes of NRAs and Traders. *Managing global transitions*. 2020;18(2):91-110. <https://doi.org/10.26493/1854-6935.18.91-110>.
16. Liu Jinqi, Wang Jihong, Cardinal Joel. Evolution and reform of UK electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022;161:C. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112317>.

17. Prakash A., Ashby R, Bruce A., MacGill I. Quantifying reserve capabilities for designing flexible electricity markets: an Australian case study with increasing penetrations of renewables. *Energy Policy*. 2023;177:113551. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113551>.
18. Rai U., Oluleye G., Hawkes A. Stochastic optimisation model to determine the optimal contractual capacity of a distributed energy resource offered in a balancing services contract to maximise profit. *Energy Reports*. 2024;11:5800-5818. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.05.049>.
19. Ragosa G., Watson J., Grubb M. The political economy of electricity system resource adequacy and renewable energy integration: a comparative study of Britain, Italy and California. *Energy Research & Social Science*. 2024;107:103335. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103335>.
20. Wachs E., Engel B., Reliability versus renewables: modeling costs and revenue in CAISO and PJM. *The Electricity Journal*. 2020;33(10):106860. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106860>.
21. Westgaard S., Fleten S.-E., Negash A., Botterud A., Bogaard K., Verling T.H. Performing price scenario analysis and stress testing using quantile regression: a case study of the Californian electricity market. *Energy*. 2021;214:118796. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118796>.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

#### INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

##### **Добрынина Юлия Эдуардовна,**

аспирант,  
Институт систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,  
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия  
✉ [yulia071294@mail.ru](mailto:yulia071294@mail.ru)

##### **Yulia E. Dobrynina,**

Postgraduate Student,  
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,  
130 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia  
✉ [yulia071294@mail.ru](mailto:yulia071294@mail.ru)

##### **Крупенёв Дмитрий Сергеевич,**

к.т.н., доцент,  
заведующий лабораторией надёжности  
топливо- и энергоснабжения,  
Институт систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,  
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия  
[krupenev@isem.irk.ru](mailto:krupenev@isem.irk.ru)  
<https://orcid.org/0000-0002-3093-4483>

##### **Dmitry S. Krupenev,**

Cand. (Eng.) Sci., Associate Professor,  
Head of the Laboratory of Fuel and Energy Supply  
Reliability,  
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,  
130 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia  
[krupenev@isem.irk.ru](mailto:krupenev@isem.irk.ru)  
<https://orcid.org/0000-0002-3093-4483>

#### Вклад авторов

#### Contribution of the authors

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

The authors contributed equally to the article.

#### Конфликт интересов

#### Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflict of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

#### Информация о статье

#### Information about the article

Статья поступила в редакцию 20.04.2024 г.; одобрена после рецензирования 21.05.2024 г.; принята к публикации 14.06.2024 г.

The article was submitted 20.04.2024; approved after reviewing 21.05.2024; accepted for publication 14.06.2024.