

---

---

УДК 621.311

## КОНЦЕПТУАЛЬНО-МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ И ПРИКЛАДНЫЕ ВОПРОСЫ ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

© 2022 г. С. В. Подковальников<sup>1</sup>, \*, О. В. Хамисов<sup>1</sup>, К. А. Семёнов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

\*e-mail: [spodkovalnikov@isem.irk.ru](mailto:spodkovalnikov@isem.irk.ru)

Поступила в редакцию 29.03.2022 г.

После доработки 14.06.2022 г.

Принята к публикации 16.06.2022 г.

В статье представлена формирующаяся в России система управления развитием электроэнергетической отрасли, электроэнергетическими системами и энергокомпаниями, сформулирована новая концепция обоснования развития электроэнергетики с учетом технико-экономических и организационных факторов, разработаны математические модели обоснования развития электроэнергетических систем в рыночной среде при их структурном разделении на энергокомпании на основе концепции равновесия Нэша и методики Курно. Разработанный инструментарий использован для оценки перспектив развития объединенной энергосистемы Центра ЕЭС России. Показано, что в условиях несовершенного рынка и в отсутствии достаточных регулирующих воздействий эффективность развития энергосистем снижается.

*Ключевые слова:* электроэнергетические системы, энергокомпании, управление, развитие, рынок, несовершенная конкуренция, обоснование, математическое моделирование, равновесие

DOI: 10.31857/S0002331022050077

### ВВЕДЕНИЕ

В результате рыночных преобразований в российской электроэнергетике появилось множество субъектов, самостоятельно обосновывающих и принимающих производственно-хозяйственные решения. Эти решения касаются не только сферы текущей деятельности, но и вопросов развития производственных мощностей данных субъектов. В условиях множественности и разнонаправленности таких решений, требуется структурировать формирующуюся в России систему управления развитием электроэнергетики, электроэнергетических систем и энергокомпаний (СУРЭ), трансформировать существующую концепцию, усовершенствовать методологию и модернизировать математические модели обоснования развития систем электроэнергетики.

Коренное отличие предлагаемых методологии и инструментария от традиционных состоит в том, что в них учтено организационное разделение генерирующих мощностей на отдельные энергокомпании. При этом предполагается, что каждая энергокомпания, находясь в рыночной среде, имеет свою целевую функцию эффективности и действует таким образом, чтобы максимизировать ее (вводя новые и/или загружая действующие генерирующие мощности). В то же время, например, в известном инструментарии для исследования перспектив и обоснования эффективности развития

Единой энергосистемы (ЕЭС) и объединенных энергосистем (ОЭС) России, ПВК СОЮЗ [1] имеется единая целевая функция эффективности. Это неявно предполагает, что все хозяйствующие субъекты действуют таким образом, чтобы оптимизировать данную целевую функцию, т.е. стремятся к достижению некоторой общественной эффективности.

При создании моделей развития электроэнергетических систем (ЭЭС) в рыночной среде требуется учет несовершенной конкуренции, когда генерирующие компании, демонстрируют т.н. стратегическое поведение, манипулируя загрузкой и вводами электростанций для максимизации своих функций эффективности. Это вызывает рост равновесных цен на электроэнергию. Полученные в результате решения не являются системно (общественно) эффективными.

В то же время указанные равновесные модели позволяют учитывать регулирующие воздействия (например, в виде соответствующих ограничений на развитие мощностей), либо какие-либо мероприятия или механизмы (в частности, приход на рынок новых участников, либо торговлю мощностью, наряду с торговлей электроэнергией), дающих возможность повышать эффективность развития энергетических систем.

В России равновесные модели развития ЭЭС пока не получили достаточного распространения. Можно указать лишь на следующие несколько работ [2–4]. За рубежом подобного рода модели более распространены [5–12]. В основном это одноузловые модели. Во многих из них недостаточно представлены разные типы генерирующих мощностей, слабо учитываются режимы работы электростанций и электропотребления. При этом, как правило, рассматриваются однопродуктовые рыночные структуры с торговлей только электроэнергией, хотя в отдельных случаях представлены рынки мощности и резервов.

## СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В России еще не сформировалась целостная система управления развитием электроэнергетики. СУРЭ пока даже не получила должного отражения в публикациях. Современная система кардинально отличается от прежней, существовавшей в условиях централизованного управления и представлявшей собой вертикально ориентированную структуру в виде иерархической совокупности государственных органов. В такой системе основные решения вырабатывались на верхних уровнях. Затем они переходили на более низкие уровни, детализировались и, в конечном итоге, реализовывались.

Формирующаяся в России СУРЭ имеет целью обеспечение сбалансированного, устойчивого и эффективного развития электроэнергетики [13]. В своей основе она является системой нормативно-правового регулирования и согласования решений, которые обосновывают и принимают субъекты электроэнергетики. Эта система в идеале должна быть направлена на формирование и реализацию таких решений, которые обеспечивали бы непротиворечивое общественно-эффективное развитие ЕЭС страны, ОЭС регионов и энергокомпаний. При этом учитывалось бы структурно-организационное разделение систем на субъекты производственно-хозяйственной деятельности.

СУРЭ включает два крупных и различающихся между собой блока документов. Первый блок формируют государственные документы. Они включают федеральные и региональные энергетические стратегии, схемы и программы развития ЕЭС страны и электроэнергетики регионов, программы развития гидравлической, возобновляемой, тепловой и атомной энергетики, электросетевого комплекса и пр. Второй блок включает инвестиционные программы и проекты энергокомпаний. Документы первого блока нацелены на формирование системно оптимальных планов развития электроэнергетики и электроэнергетических систем в территориальном и отраслевом разрезах. Документы второго блока составляются исходя из интересов отдельных энергокомпаний, прежде всего, с целью максимизации эффективности их деятельности.

Указанные документы в целом образуют иерархическую территориально-технологическую систему, которая охватывает, с одной стороны, подотрасли, формирующие электроэнергетику, с другой, – электроэнергетические системы на разных территориальных уровнях, включая ЕЭС России, объединенные энергосистемы, районные энергосистемы, а также энергокомпании. Разные документы разрабатываются для разных горизонтов планирования (от нескольких лет до нескольких десятков лет). Поэтому данная иерархическая система неявно включает временную координату.

Таким образом, формируются основные контуры современной системы управления развитием электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний России. Обобщенно-схематически эта система представлена на рис. 1 [14].

В данной системе управления существует определенный разрыв между целями государственного управления верхнего уровня и интересами энергокомпаний на нижнем уровне. Чтобы преодолеть этот разрыв в СУРЭ интегрированы механизмы развития, которые выступают в данном случае как инструменты согласования решений верхнего и нижнего иерархических уровней. Данные механизмы включают долгосрочный рынок мощности (ДРМ) [15], договора о предоставлении мощности (ДПМ) [16], механизм гарантирования инвестиций (МГИ) [17]. Предполагалось, что согласование решений верхнего и нижнего уровней СУРЭ осуществляется как “сверху-вниз”, за счет трансляции через механизмы развития решений верхнего уровня на нижний, так и “снизу-вверх” путем учета входящих в программы развития энергокомпаний проектов при составлении документов развития электроэнергетики на верхнем уровне системы управления (рис. 1).

Механизм ДПМ рассматривался как временный, призванный обеспечить вводы электростанций до запуска долгосрочного рынка мощности, а также в начальный период его работы. В свою бытность он “жестко” связывал верхний и нижний уровни СУРЭ, фактически обеспечивая реализацию решений федерального уровня на уровне энергокомпаний. Однако он уже исчерпал заложенные в нем возможности. В развитие его для реализации программы модернизации и техперевооружения тепловых электростанций используется усовершенствованный механизм ДПМ-2.

ДРМ, по мнению разработчиков, призван стать основным механизмом развития генерирующих мощностей. В его основе лежит конкурентный отбор мощности (КОМ), выполняемый с недавнего времени на шестилетнюю перспективу. Энергокомпании для участия в КОМ подают ценовые заявки на продажу мощности, в т.ч. от своих энергоисточников, намечаемых к вводу, для покрытия растущей перспективной электрической нагрузки. В условиях несовершенного рынка мощности отбираемые на КОМ объекты не обязательно являются системно (общественно) эффективными.

МГИ имеет целью привлечение инвестиций в строительство новых электростанций для формирования перспективного технологического резерва мощности для производства электроэнергии в Единой энергосистеме России, а также изолированных территориальных ЭЭС. Как предполагается, МГИ должен обеспечить возврат вложенных инвесторами средств в тех регионах, где имеющиеся условия не способствуют получению достаточной доходности на вложенный капитал (либо даже его возврата). Т.е. он рассматривается как механизм, дополняющий ДРМ.

Указанные механизмы развития не позволяют однозначно увязывать сформированные на верхнем уровне СУРЭ системно эффективные варианты решений и варианты решений, предлагаемые энергокомпаниями на нижнем уровне.

С учетом представленных выше соображений сформирована обновленная концепция обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний в современных условиях, представленная ниже.



Рис. 1. Обобщенная схема системы управления развитием электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний России.



Рис. 2. Концептуально-схематическое представление обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний России в современных условиях.

### КОНЦЕПЦИЯ ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ С УЧЕТОМ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ И ОРГАНИЗАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ

На рис. 2 графически представлена усовершенствованная концепция обоснования развития электроэнергетики, энергосистем и энергокомпаний России в современных условиях. Она предполагает учет трех основных групп факторов, включая технические, экономические и организационные. В качестве основного инструментария для исследования и обоснования решений по развитию ЭЭС предлагается система оптимизационных и равновесных математических моделей.

Традиционно, при обосновании решений по развитию систем электроэнергетики, последние рассматривались как технико-экономические. Они задаются генерирующими мощностями/электрическими станциями и сетями/линиями электропередачи, которые имеют свои технические (установленные и рабочие мощности разных типов, коэффициенты резервирования, готовности, минимальной загрузки, пропускные способности ЛЭП и др.) и экономические (инвестиционные, топливные, эксплуатационные, полные затраты и др.) параметры. Такая традиционная концепция обоснования развития ЭЭС на рис. 2 представлена плоскостью, образуемой координатными осями  $Z$  и  $Y$ .

В условиях реструктуризации ЭЭС возникло организационное разделение последних на отдельные энергокомпании, имеющие собственников, максимизирующих свои целевые функции эффективности (хотя физико-технологическая целостность энергосистем при этом сохраняется). Поэтому в новых постреформенных условиях при обосновании развития систем электроэнергетики требуется учесть новое организационное измерение, представленное координатной осью  $X$  (рис. 2).

В сложившихся условиях энергокомпании, обосновывая и принимая решения, в т.ч. по развитию своих мощностей, стремятся, прежде всего, к достижению собственных экономических целей (хотя и ограничены при этом различными законодательно-нормативными документами, техническими регламентами и правилами). В условиях несовершенной конкуренции неизбежно возникающей на реальных электроэнергетических рынках достижение этих целей не обязательно приводит к достижению общесистемного (общественного) оптимума. В то же время государственные директивные документы по развитию электроэнергетики, сформированные исходя из достижения общесистемной эффективности, не всегда обязательны для субъектов электроэнергетического рынка. Хотя, как отмечалось ранее, определенная связь между государственным иерархическим уровнем и уровнем энергокомпаний в рамках формирующейся в России СУРЭ имеет место. Поэтому в дополнение к традиционным оптимизационным технико-экономическим исследованиям обоснования развития систем электроэнергетики требуется выполнение новых исследований по развитию ЭЭС в условиях разделенности последних на самостоятельные энергокомпании, находящиеся в рыночной среде с несовершенной конкуренцией.

На рис. 2 новая концепция графически отображена как объемная структура  $ZYX$ . Каждая ось координат соответствует определенной совокупности учитываемых факторов, указанных на данном рисунке, включая технические, экономические и организационные. Традиционная концепция обоснования, как уже отмечалось, представлена плоскостью  $ZY$ . Таким образом, обновленная концепция является развитием традиционной, обеспечивая таким образом преемственность.

Для традиционных технико-экономических исследований обоснования развития ЭЭС, как уже отмечалось ранее, используются оптимизационные математические модели [1]. Для выполнения исследований с учетом интересов энергокомпаний и организационного разделения ЭЭС на генерирующие компании (ГенКо) необходимы новые равновесные математические модели, которые представлены ниже.

### МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ ИХ СТРУКТУРНОГО РАЗДЕЛЕНИЯ

Следует отметить, что представленные равновесные модели не являются моделями долгосрочного рынка мощности, сформировавшегося в России. Эти модели учитывают более долгосрочную перспективу и не включают все детали построения и функционирования ДРМ. Это модели развития и режимов ЭЭС, учитывающие их рыночную структуру, что позволяет изучить влияние этой структуры на основные технико-экономические параметры развития электроэнергетики.

Для того чтобы оценить результаты, полученные на равновесных моделях, необходимо сравнить их с результатами, полученными на оптимизационных моделях. Последние представляют собой некоторые идеализированные решения, полученные в ходе оптимизации развития и функционирования ЭЭС по единой целевой функции эффективности (т.е. в условиях “совершенного рынка”), о чем говорилось выше. Данные оптимизационные модели здесь не рассматриваются, поскольку они представляют собой традиционные инструменты.

Ниже представлены равновесные математические модели развития систем электроэнергетики с разделением на отдельные энергокомпании, каждая из которых характеризуется своей целевой функцией с поиском долгосрочного равновесия на электроэнергетическом рынке. Они базируются на концепции равновесия Нэша и методике Курно [5–9]. В первой модели предполагается, что генерируется и потребляется один продукт – электроэнергия. В другой модели учитывается торговля двумя товарами, включая мощность и электроэнергию. При этом торговля мощностью в долгосрочной перспективе рассматривается как механизм стимулирования вводов генерирующих источников.

*Однопродуктовая равновесная модель*

Данная модель является двухэтапной. На первом этапе определяются основные равновесные показатели ГенКо, включая годовые объемы вырабатываемой электроэнергии, требуемые вводы генерирующих мощностей, среднегодовую цену на электроэнергию. На втором этапе полученные годовые объемы выработки электроэнергии распределяются по сезонам года и часам суток. Тем самым обеспечивается выполнение почасового баланса мощности в ЭЭС. Это необходимо для проверки технической реализуемости равновесия, полученного на первом этапе.

В модели рассматривается концентрированная ЭЭС, в которой не представлена электросетевая инфраструктура. Это обусловлено нерешенностью (на данный момент) задачи поиска равновесия “на сети”. Однако при решении задач развития ЭЭС можно предполагать, что электрические сети вводятся в таком объеме, когда они не создают существенных ограничений на выдачу мощности электростанций и ее передачу в узлы нагрузки. Это основано на том, что в процессе развития ЭЭС ввод линий электропередачи рассматривается как “подстроечное” мероприятие [1].

В данной модели введено организационное разделение ЭЭС на отдельные генерирующие компании. Поэтому все соответствующие технико-экономические показатели (рабочие и установленные мощности, удельные топливные и капитальные затраты и др.) разделены по ГенКо. Соответственно, указанные технико-экономические показатели имеют индекс компании  $l$  ( $l \in L, L$  – общее количество компаний).

Заданы: общий список компаний  $L = \{“A”, “B”, \dots\}$ ; набор констант  $c = \{c_{li}, l \in L, i \in I\}$ , в котором  $c_{li}$  – удельные топливные издержки на генерацию электроэнергии станциями типа  $i$ , принадлежащими компании  $l$ ; набор констант  $k = \{k_{li}, l \in L, i \in I\}$ , в котором  $k_{li}$  – удельные капвложения в развитие электростанций типа  $i$  компании  $l$ ; константа  $f$  – коэффициент возврата капитала (CRF); набор констант  $b = \{b_{li}, l \in L, i \in I\}$ , в котором  $b_{li}$  – постоянные эксплуатационные издержки станций типа  $i$  компании  $l$ ; набор констант  $z^0 = \{z_{li}^0, l \in L, i \in I\}$ , в котором  $z_{li}^0$  – имеющийся уровень установленной мощности станций типа  $i$ , принадлежащих компании  $l$ , с учетом демонтажа и предопределенных вводов в течение расчетного периода; набор констант  $\bar{z} = \{\bar{z}_{li}, l \in L, i \in I\}$ , в котором  $\bar{z}_{li}$  – максимально возможный уровень установленной мощности станций типа  $i$ , принадлежащих компании  $l$ ; константа  $\bar{v}$  – прогнозируемый годовой максимум электрической нагрузки потребителей; набор констант  $w = \{w_{st}, s \in S, t \in T\}$ , в котором  $w_{st}$  – прогнозируемый спрос на мощность в каждый час  $t$  в рабочие дни в сезоне  $s$ ; набор констант  $h = \{h_{st}, s \in S, t \in T\}$ , в котором  $h_{st}$  – прогнозируемый спрос на мощность в каждый час  $t$  в выходные дни в сезоне  $s$ ; набор констант  $\alpha^w = \{\alpha_{lis}^w, l \in L, i \in I, s \in S\}$ , в котором  $\alpha_{lis}^w$  – коэффициент минимально допустимой мощности в сезон  $s$  в рабочие дни станций типа  $i$ , принадлежащих компании  $l$ ; набор констант  $\alpha^h = \{\alpha_{lis}^h, l \in L, i \in I, s \in S\}$ , в котором  $\alpha_{lis}^h$  – коэффициент минимально допустимой мощности в сезон  $s$  в выходные дни станций типа  $i$ , принадлежащих компании  $l$ ; набор констант  $\beta = \{\beta_{lis}, l \in L, i \in I, s \in S\}$ , в котором  $\beta_{lis}$  – коэффициент максимально допустимой мощности в сезон  $s$  станций типа  $i$ , принадлежащих компании  $l$ ; константа  $d$  – свободное слагаемое в линейной функции спроса на электроэнергию; константа  $q$  – коэффициент, определяющий переменную составляющую линейной функции спроса.

Переменные: вектор  $x = \{x_{list}, l \in L, i \in I, s \in S, t \in T\}$ , в котором  $x_{list}$  – рабочая мощность в сезон  $s$  в час  $t$  в рабочие дни станций типа  $i$ , принадлежащих компании  $l$ ;

вектор  $y = \{y_{list}, l \in L, i \in I, s \in S, t \in T\}$ , в котором  $y_{list}$  – рабочая мощность в сезон  $s$  в час  $t$  в выходные дни станций типа  $i$ , принадлежащих компании  $l$ ; вектор  $z = \{z_{li}, l \in L, i \in I\}$ , в котором  $z_{li}$  – установленная мощность на станциях типа  $i$ , принадлежащих компании  $l$ ;  $p$  – среднегодовая равновесная цена за единицу электроэнергии;  $v$  – переменный годовой максимум электрической нагрузки потребителей с учетом эластичности спроса.

Каждая компания  $l \in L$  развивается и функционирует, исходя из максимума получаемой прибыли, которая является целевой функцией компании  $l$ . Данная целевая функция записывается следующим образом:

$$\sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w (p - c_{li}) x_{list} + \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h (p - c_{li}) y_{list} - f \sum_{i \in I} k_{li} (z_{li} - z_{li}^0) - \sum_{i \in I} k_{li} b_{li} z_{li} \rightarrow \max, \quad (1)$$

$$l \in L.$$

Первые два слагаемых в сумме представляют собой разницу дохода, получаемого компанией, и топливных затрат за год. Третье слагаемое это затраты на ввод генерирующих мощностей. Эти затраты приведены к годовой размерности с использованием коэффициента возврата капитала (CRF)  $f$ . Четвертое слагаемое – годовые постоянные затраты на эксплуатацию генерирующих мощностей.

Установленные мощности должны быть не меньше существующих (с учетом предопределенных вводов и демонтажа энергооборудования за расчетный период) и не больше максимально возможных. Тем самым задаются ограничения на вводы и развитие генерирующих мощностей:

$$z_{li}^0 \leq z_{li} \leq \bar{z}_{li}, \quad l \in L, \quad i \in I. \quad (2)$$

Также вводятся ограничения на диапазон изменения (регулирования) рабочих мощностей, которые имеют вид:

$$\alpha_{lis} z_{li} \leq x_{list} \leq \beta_{lis} z_{li}, \quad l \in L, \quad i \in I, \quad s \in S, \quad t \in T, \quad (3)$$

$$\alpha_{lis} z_{li} \leq y_{list} \leq \beta_{lis} z_{li}, \quad l \in L, \quad i \in I, \quad s \in S, \quad t \in T.$$

Помимо приведенных в (2) и (3) ограничений в модели задаются интегральные ограничения на выработку электроэнергии гидростанциями. Эти ограничения записываются для каждого сезона года, либо для года в целом в зависимости от объема водохранилищ ГЭС и вида их регулирования. Для гидроаккумулирующих станций (ГАЭС) интегральные ограничения на выработку электроэнергии задаются для суток. Поскольку ГАЭС заряжаются в период ночного провала суточного графика нагрузки, то было принято, что ГАЭС получают энергию для заряда по стоимости топливных издержек АЭС, работающих в базисном режиме.

Дополнительные режимные ограничения вводятся на выработку электрических станций в ночные часы (за исключением атомных) и по сезонам года. Также задаются ограничения на годовую выработку тепловых и атомных станций.

Резервы мощностей учитываются в данной модели через коэффициенты готовности (набор констант  $\beta = \{\beta_{lis}, l \in L, i \in I, s \in S\}$ , см. выше). В однопродуктовой модели, когда торговля ведется только одним товаром, – электроэнергией, более полный учет резервов не представляется возможным. Для этого в модель требуется дополнительно ввести торговлю мощностью. Это выполняется в двухпродуктовой модели, изложенной в следующем разделе статьи.

В общем виде функция спроса на электроэнергию представлена следующим выражением:

$$D(p) = d - qp, \quad (4)$$

где  $D$  – функция спроса на электроэнергию от цены  $p$  на нее;  $d$  и  $q$  – коэффициенты ФС на электроэнергию.

Представленная в (4) ФС на электроэнергию является долгосрочной, поскольку в данном случае решается задача перспективного развития. Фактически это функция спроса на электроэнергию для расчетного года. Построение ФС рассматривается в [2].

Функция спроса представлена в (4) в общем виде и требует выражения через параметры, которые используются в модели. Для этого вводится переменный годовой максимум нагрузки  $v$ ,  $0 \leq v \leq \bar{v}$ , учитывающий реакцию потребителей на цену электроэнергии, при этом  $\bar{v} = \max_{s \in S, t \in T} \{w_{st}\}$ . Нагрузка потребителей по часам  $t$  и сезонам  $s$ , выраженная в относительных единицах от  $\bar{v}$ , представлена ниже:

$$\delta_{st}^w = \frac{w_{st}}{\bar{v}}, \quad \delta_{st}^h = \frac{h_{st}}{\bar{v}}, \quad s \in S, \quad t \in T. \quad (5)$$

Предполагается, что при снижении величины годового максимума нагрузки потребителей пропорционально снижаются нагрузки по часам и сезонам. Исходя из сказанного, баланс рабочих мощностей запишется следующим образом:

$$\begin{aligned} \sum_{l \in Li \in I} x_{list}^*(p) &= \delta_{st}^w v, \quad s \in S, \quad t \in T, \\ \sum_{l \in Li \in I} y_{list}^*(p) &= \delta_{st}^h v, \quad s \in S, \quad t \in T. \end{aligned} \quad (6)$$

Значение переменной  $v$  определяется из следующего выражения:

$$v \left[ \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w \delta_{st}^w + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h \delta_{st}^h \right] = d - qp. \quad (7)$$

Соотношение (7) представляет собой выражение функции спроса (4), “привязанное” к однопродуктовой равновесной модели.

Резюмируя вышесказанное, следует отметить, что модель состоит из системы задач линейного программирования (1)–(3), балансовых условий (6), условия равновесия (7), которые дополняются интегральными режимными ограничениями на выработку электроэнергии разными типами электростанций на рассматриваемых временных интервалах. В сформированном виде исследуемая задача является обратной задачей линейного программирования, когда требуется найти такое значение  $p^* \geq 0$ , что при  $p = p^*$  оптимальные решения удовлетворяют соотношению (7).

Как указывалось ранее, для нахождения равновесия используется методика Курно. Согласно этой методике, каждая энергокомпания по очереди максимизирует свою прибыль, изменяя объем поставляемой на рынок годовой выработки электроэнергии, загрузку имеющихся и вводы новых генерирующих мощностей (и, соответственно,  $p$ ) при неизменном состоянии остальных компаний. Данная процедура выполняется до тех пор, пока цена  $p$  и годовые объемы электроэнергии не перестанут изменяться, иначе говоря, когда для каждого участника будет невыгодно отклоняться от достигнутого состояния. Это и является равновесием по Нэшу.

На втором этапе решается задача распределения рассчитанного в (7) годового равновесного объема предложения электроэнергии. Это выполняется в соответствие с равенствами (6). Для этого решается вспомогательная задача линейного программирования. Это позволяет добиться покрытия графиков электрической нагрузки с приемлемой точностью.

*Двухпродуктовая равновесная модель*

Двухпродуктовая модель разрабатывалась на основе однопродуктовой равновесной модели. Поэтому двухпродуктовая модель здесь полностью не описывалась. Ниже представлены только соотношения, которые потребовалось добавить, либо скорректировать по сравнению с однопродуктовой моделью.

В двухпродуктовой модели дополнительно к переменной цены на электроэнергию вводится переменная цены на мощность. Первая обозначается как  $p^e$ , а вторая – как  $p^c$ . В результате целевая функция модели запишется как:

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \tau_s^w (p^e - c_{li}) x_{list} + \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \tau_s^h (p^e - c_{li}) y_{list} + \sum_{i \in I} (p^c - k_{li} b_{li}) z_{li} - \\ & - f \sum_{i \in I} k_{li} (z_{li} - z_{li}^0) \rightarrow \max, \quad l \in L. \end{aligned} \quad (8)$$

В двухпродуктовой модели имеются две функции спроса: на электроэнергию и мощность. Они представлены выражениями (9) и (10) соответственно. При этом функция спроса на мощность задается линейной, также как и функция спроса на электроэнергию.

$$D^e(p^e) = d - qp^e, \quad (9)$$

$$D^c(p^c) = m - np^c, \quad (10)$$

где  $D^e$  – функция спроса на электроэнергию;  $D^c$  – функция спроса на мощность;  $m$  и  $n$  – коэффициенты ФС на мощность.

Выраженные через параметры двухпродуктовой модели равновесия функции спроса на электроэнергию и мощность будут иметь вид:

$$v \left[ \sum_{s \in S} \tau_s^w \delta_{st}^w + \sum_{s \in S} \tau_s^h \delta_{st}^h \right] = d - qp^e, \quad (11)$$

$$1, 2v = m - np^c. \quad (12)$$

Левая часть равенства (12) представляет собой спрос на мощность. Он определяется на основе равновесного годового максимума нагрузки  $v$  с учетом 20%-го норматива по резервированию.

Таким образом, совместное поведение ГенКо и потребителей в условиях торговли электроэнергией и мощностью в долгосрочном периоде моделируется системой уравнений, которая состоит из задач линейного программирования (2), (3), (8), балансовых уравнений (6), (11) и (12), дополненных режимными ограничениями на выработку разных типов электростанций, о которых упоминалось ранее.

Двухпродуктовая равновесная модель развития также является двухэтапной. На первом этапе определяются основные равновесные показатели ГенКо. На втором этапе рассчитанные равновесные годовые объемы выработки электроэнергии разными типами электростанций и энергокомпаниями распределяются по сезонам года и часам суток. Тем самым обеспечивается покрытие суточных и сезонных графиков нагрузки.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ОЭС ЦЕНТРА ЕВРОПЕЙСКОЙ СЕКЦИИ ЕЭС РОССИИ В УСЛОВИЯХ ЕЕ СТРУКТУРНОГО РАЗДЕЛЕНИЯ

### *Исходные положения, данные и сценарии исследований*

В данном разделе приводятся результаты исследования перспектив развития систем электроэнергетики в условиях их организационного разделения на энергокомпании. Для исследований использовался представленный выше модельно-методический аппарат. Исследования проводились для ОЭС Центра Европейской секции ЕЭС

России. В этой энергосистеме весьма развиты электрические сети. Это дает определенные основания считать ее концентрированной и представлять одним узлом для расчетов на модели. Расчетная перспектива принималась до 2030–2035 гг. Данный временной диапазон определяется неопределенностью перспективных условий развития электроэнергетики.

Исследовались однопродуктовая и двухпродуктовая оргструктуры электроэнергетики. Для них были сформированы две группы расчетных сценариев. Однопродуктовая оргструктура не вполне соответствует реальной организации современного российского электроэнергетического рынка. В то же время она необходима для сопоставления с ней и оценки двухпродуктовой структуры.

В первом сценарии ( $C_0$  1) первой группы (однопродуктовая рыночная структура) рассматривается ситуация совершенной конкуренции. В этом случае, хотя ГенКо действуют в своих интересах, они фактически максимизируют общественную эффективность. Во втором сценарии ( $C_0$  2) учитывается наличие несовершенной конкуренции и тенденция горизонтальной интеграции – слияния ГенКо, имеющая место в российской электроэнергетике. В третьем сценарии ( $C_0$  3) помимо несовершенной конкуренции учитывается вхождение в рынок новых участников. На базе новых конденсационных электростанций (КЭС) образуется новая генерирующая компания. В четвертом сценарии ( $C_0$  4) в условиях несовершенной конкуренции осуществляется регулирование вводов генерирующих мощностей государственной компании “Росэнергоатом”. Их долгосрочное развитие задается согласно принятым стратегиям. Чтобы реализовать это в модели, генерирующие мощности данной энергокомпания не оптимизируются, а фиксируются в виде ограничений на планируемом для принятого расчетного года уровне.

В первом сценарии второй группы ( $C_d$  1) рассматриваются условия совершенной конкуренции в двухпродуктовой рыночной структуре. В этом случае, как и в однопродуктовой модели, ГенКо фактически стремятся максимизировать системную эффективность. Вторым сценарий ( $C_d$  2) предполагает наличие несовершенной конкуренции.

В указанной ОЭС представлены генерирующие компании федерального (ОГК-1,3,4,5,6, РусГидро, Росэнергоатом, Интер РАО ЕЭС) и регионального уровней (ТГК-2,3,4,6, МОЭК – Московская энергокомпания). Указанные компании владеют различными типами генерирующих мощностей. Это гидравлические, атомные, тепловые (конденсационные и теплофикационные, работающие на разных видах органического топлива) электростанции. Также выделена группа блок-станций, в которую входят теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) предприятий. Все указанные типы станций представлены в табл. 1 (существующие генерирующие мощности даны в числителе, а ожидаемое их развитие на рассматриваемую перспективу представлено в знаменателе). Значения мощностей в знаменателе представляют собой верхние ограничения моделей на развитие соответствующих типов электростанций, в рамках которых происходит поиск равновесного состояния системы в расчетном году.

Развитие разных типов электростанций, перспективы спроса на электроэнергию принимались в соответствии с документами по развитию национальной электроэнергетики. Среди этих документов Энергетическая стратегия России на период до 2035 г., Схемы и программы развития ЕЭС России, последние корректировки Сценарных условий развития электроэнергетики до 2030 г. и другие материалы [18–20]. Для построения функций спроса электропотребление и годовой максимум нагрузки для рассматриваемой ОЭС и заданного временного расчетного уровня принимались на основе указанных выше документов равными  $422 \text{ ТВт} \cdot \text{ч/год}$  и  $69 \text{ ГВт}$ .

В табл. 2 представлены экономические показатели электростанций, в т.ч. удельные капиталовложения, постоянные эксплуатационные и топливные издержки [21, 22 и др.]. Топливные издержки представлены диапазонами, где меньшие значения соответству-

**Таблица 1.** Установленные мощности электростанций в ОЭС Центра,  $\frac{\text{наст. время}}{2030 \text{ г.}}$ , МВт

ГенКо	ГЭС	ГАЭС	Угольные КЭС	Газовые КЭС	ТЭЦ	АЭС	ВСЕГО
ОГК -1	—	—	<u>600</u>	<u>980</u>	—	—	<u>1580</u>
			930	980			1910
ОГК-3	—	—	<u>1460</u>	<u>3600</u>	—	—	<u>5060</u>
			1460	3600			5060
ОГК-4	—	—	<u>370</u>	<u>1400</u>	—	—	<u>1770</u>
			1030	1740			2770
ОГК-5	—	—	—	<u>2400</u>	—	—	<u>2400</u>
			—	2400			2400
ОГК-6	—	—	<u>1680</u>	<u>1910</u>	—	—	<u>3590</u>
			3000	1910			4910
ТГК-2	—	—	—	—	<u>1340</u>	—	<u>1340</u>
			—	—	1890		1890
ТГК-3 (Мосэнерго)	—	—	—	—	<u>11100</u>	—	<u>11100</u>
			—	—	13160		13160
ТГК-4	—	—	—	—	<u>2740</u>	—	<u>2740</u>
			—	—	4220		4220
ТГК-6	—	—	—	—	<u>930</u>	—	<u>930</u>
			—	—	1290		1290
МОЭК	—	—	—	—	<u>60</u>	—	<u>60</u>
			—	—	2460		2460
Интер РАО ЕЭС	—	—	—	<u>320</u>	—	—	<u>320</u>
			—	650			650
РусГидро	<u>460</u>	<u>1200</u>	—	—	—	—	<u>1660</u>
	460	3790	—	—	—	—	4250
Росэнергоатом	—	—	—	—	—	<u>11830</u>	<u>11830</u>
					—	24500	24500
Блок-станции	—	—	—	—	<u>2690</u>	—	<u>2690</u>
					2890		2890
Петровская КЭС	—	—	<u>0</u>	<u>0</u>	—	—	<u>0</u>
			2400	1600			4000
Мучкапская КЭС	—	—	<u>0</u>	—	—	—	<u>0</u>
			1980	—			1980
ВСЕГО	<u>460</u>	<u>1200</u>	<u>4110</u>	<u>10610</u>	<u>18860</u>	<u>11830</u>	<u>47070</u>
	460	3790	10800	12880	25910	24500	78340

ют издержкам тепловых электростанций на новом высокоэффективном энергооборудовании, а большие — издержкам действующих менее эффективных станций. Постоянные эксплуатационные издержки не включают амортизационные отчисления. Это вызвано тем, что используемый в целевой функции равновесных моделей коэффициент возврата капитала (CRF) уже учитывает амортизацию. Для расчета CRF принималась ставка дисконтирования в размере 15%, при этом срок возврата капитала составлял 15 лет [23]. Постоянные эксплуатационные издержки гидроэлектростанций принимались в размере 2% от капвложений в эти станции.

**Таблица 2.** Экономические показатели электростанций

Показатели	ГАЭС	Угольные КЭС	Газовые КЭС	АЭС	ТЭЦ
Капвложения, долл./кВт	840	1400	750	2250	1050
Постоянные эксплуатационные издержки, %/капвложений	3	4	5	4	3
Топливные издержки, цент/кВт · ч	—	2.2–3.2	3.5–4.8	0.7	3.5–4.6

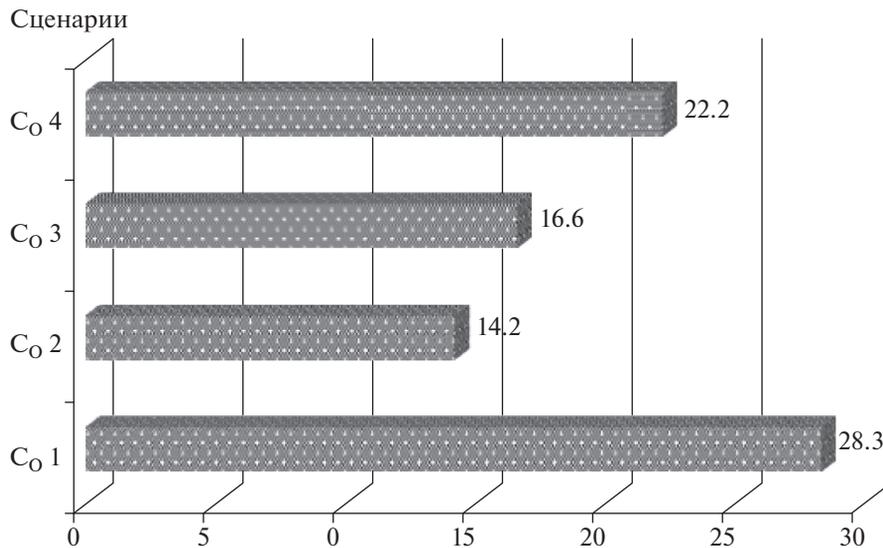
При построении функции спроса на электроэнергию определяющим фактором выступает долгосрочная эластичность спроса на электроэнергию. Она является весьма неопределенной, что требует ее задание диапазоном значений. Оценки долгосрочной эластичности спроса на электроэнергию существенно различаются в разных источниках [8, 24]. Исходя из анализа указанных источников, эластичность задавалась вариантно следующими значениями:  $-0.5$ ;  $-0.7$ ;  $-0.9$ . Как видно, границы интервала неопределенности различаются почти в два раза, при этом среднее значение из данного интервала следует рассматривать как наиболее возможное. Долгосрочная эластичность спроса на мощность принималась аналогичной указанной выше долгосрочной эластичности спроса на электроэнергию.

*Исследования и анализ результатов*

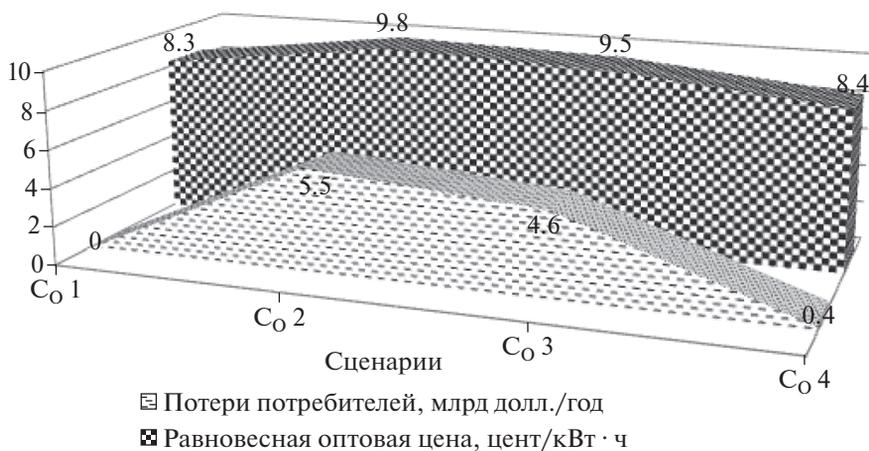
Исследование развития однопродуктовой организационной электроэнергетической структуры. Как видно из рис. 3, в условиях организационного разделения ЭЭС на энергокомпании, независимой максимизации ими своих целевых функций, несовершенной конкуренции на рынке и в отсутствии необходимых регулирующих воздействий, вводы генерирующих мощностей снижаются (по сравнению с условиями совершенной конкуренции). Причем вводы минимальны в варианте слияния ГенКо ( $C_0 2$ ). Они составляют только половину от вводов мощностей в условиях совершенной конкуренции. Это вызвано тем, что слияние ГенКо усугубляет олигополистический характер рынка, создавая предпосылки для доминирования укрупненных компаний, демонстрирующих т.н. “стратегическое” поведение, которое выражается в ограничении ими ввода мощностей.

Новый участник (сценарий  $C_0 3$ ) максимально развивает свои мощности. Это приводит к росту суммарных вводов генерирующих мощностей по сравнению со сценарием  $C_0 2$ . В сценарии  $C_0 4$  вводы генерирующих мощностей максимальны (если рассматривать только сценарии, учитывающие несовершенную конкуренцию). При этом они несколько ниже, чем в сценарии совершенной конкуренции  $C_0 1$ . Такой результат обусловлен введением регулирующего воздействия на развитие АЭС.

Сокращение вводов генерирующих мощностей энергокомпаниями приводит к соответствующему занижению предложения электроэнергии на рынке (по сравнению с базовым сценарием). Это происходит в сценариях  $C_0 2$ ,  $C_0 3$  и  $C_0 4$ . Причем в сценарии  $C_0 4$ , где регламентированы вводы на АЭС, предложение электроэнергии выше, чем в сценариях  $C_0 2$ ,  $C_0 3$ . Таким образом, в результате сокращения поставок энергии на рынок потребители вынуждены снижать в долгосрочной перспективе свое электропотребление. В результате они уходят от общесистемного оптимума и несут экономические потери. Эти потери образуются из-за роста равновесных цен на электроэнергию. Как следует из рис. 4, по сравнению с базовым сценарием  $C_0 1$ , среднегодовые равновесные цены на электроэнергию для сценариев  $C_0 2$ ,  $C_0 3$  возрастают на 14–18%. Причем в сценарии  $C_0 3$  цена несколько снижена относительно сценария  $C_0 2$ . Это вызвано вхождением в рынок в сценарии  $C_0 3$  новой энергокомпании. В резуль-



**Рис. 3.** Объемы вводов генерирующих мощностей при однопродуктовой организационной структуре электроэнергетики, ОЭС Центра, 2030 г., ГВт.



**Рис. 4.** Равновесные цены и потери потребителей электроэнергии при однопродуктовой организационной структуре электроэнергетики, ОЭС Центра, 2030 г.

тате усиливается конкуренция и несколько ограничивается негативное влияние олигополистов на уровень равновесной цены. В сценарии C<sub>0</sub> 4 рост равновесной цены (относительно базового сценария) минимален. Это обусловлено активными вводами мощностей эффективных АЭС и ростом выработки на них.

На рис. 4 приведены потери потребителей от завышения равновесных цен. Эти потери довольно велики. Для ОЭС Центра в рассматриваемой перспективе они могут достигать 4.6–5.5 млрд долл./год.

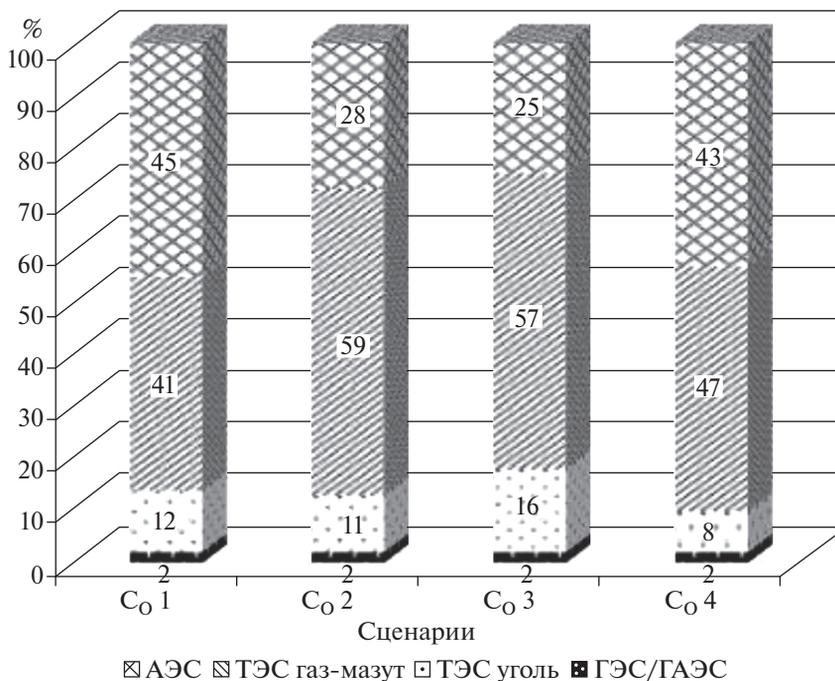
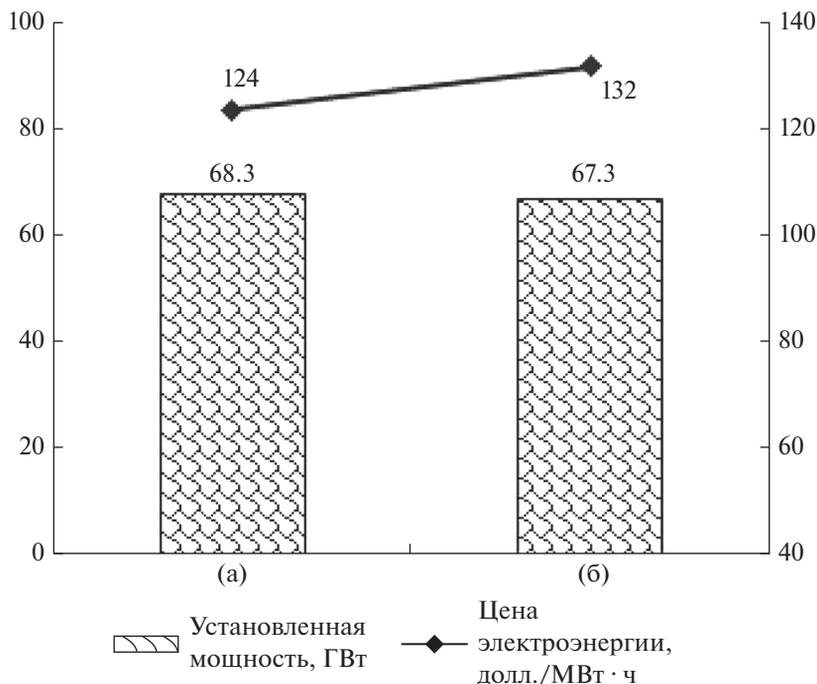


Рис. 5. Структура генерации электроэнергии для сценариев развития электроэнергетики как однопродуктовой организационной структуры.

На рис. 5 представлена структура генерации электроэнергии электростанциями разных типов для различных сценариев. Как видно, в условиях организационной раздельности энергосистемы на ГенКо и при наличии несовершенной конкуренции не только снижаются объемы вводов генерирующих мощностей и поставки электроэнергии, как было показано выше, но и изменяется, в отдельных случаях существенно, структура выработки электроэнергии различными типами электростанций. При этом эффективность производства электроэнергии в целом снижается.

В базовом сценарии C<sub>0</sub> 1 высока доля атомной генерации. В сценариях C<sub>0</sub> 2 и C<sub>0</sub> 3 она снижается. При этом возрастает выработка на более дорогих ТЭС на газе/мазуте и частично на угле. В сценарии C<sub>0</sub> 3 возрастает, в частности, доля угольной генерации из-за того, что на рынке появляется новая ГенКо, созданная на базе угольных электростанций. Равновесные цены в сценариях C<sub>0</sub> 2 и C<sub>0</sub> 3 также наивысшие. Сценарий C<sub>0</sub> 4 в наибольшей степени близок к базовому сценарию C<sub>0</sub> 1 по структуре выработки электроэнергии. Однако и в нем доля выработки дорогих газо-мазутных электростанций выше, а доля АЭС ниже.

Исследование развития двухпродуктовой организационной электроэнергетической структуры. При введении механизма торговли мощностью наряду с торговлей электроэнергией существенно возрастают вводы генерирующих мощностей. Это происходит даже в условиях несовершенной конкуренции. Из рис. 6 видно, что вводы мощностей в условиях несовершенной конкуренции всего на 1 ГВт меньше, чем в условиях совершенной конкуренции. Для сравнения, для однопродуктовой структуры электроэнергетического рынка вводы и в условиях несовершенной конкуренции, как следует из рис. 3, были на 6–14 ГВт ниже (в зависимости от рассматриваемого сценария). Од-



**Рис. 6.** Установленная мощность и агрегированная цена электроэнергии, ОЭС Центра, 2030 г. (а) сценарий двухпродуктовой структурной организации электроэнергетики с совершенной конкуренцией  $C_{Д1}$ ; (б) сценарий двухпродуктовой структурной организации электроэнергетики с несовершенной конкуренцией  $C_{Д2}$ .

нако поддержание более высоких уровней мощностей требует и более высоких агрегированных равновесных рыночных цен (см. для сравнения рис. 4 и 6).

На рис. 7 представлена структура выработки электроэнергии разными типами электростанций для двухпродуктовой рыночной организации. Как видно из рисунка, структура генерации электроэнергии в условиях совершенной конкуренции в сценарии  $C_{Д1}$  близка к структуре выработки для сценария  $C_{О1}$  с однопродуктовой рыночной организацией электроэнергетики (рис. 5). Однако есть некоторое различие между ними, обусловленное тем, что происходит переход от однопродуктовой электроэнергетической оргструктуры (сценарий  $C_{О1}$ ) к двухпродуктовой оргструктуре (сценарий  $C_{Д1}$ ). При этом в двухпродуктовой организационной электроэнергетической структуре происходит рост равновесных агрегированных цен (в сценарии  $C_{Д1}$  по сравнению со сценарием  $C_{О1}$ ), что отмечалось выше. Частично это объясняется тем, что в двухпродуктовой модели полнее учитываются резервы мощности и, соответственно, возрастают затраты на их поддержание.

В то же время, сценарий  $C_{Д2}$  близок по структуре выработки электроэнергии к сценарию  $C_{О4}$  с однопродуктовой оргструктурой и регулированием развития мощностей АЭС (см. рис. 7 и 5). Также оба сценария характеризуются значительными приростами генерирующих мощностей.

Наконец, следует отметить, что структура генерации электроэнергии по типам электростанций для двухпродуктовой рыночной организации и условий несовершенной конкуренции в меньшей степени отличается от структуры выработки при совершенной конкуренции, чем это имеет место для однопродуктовой рыночной организации.

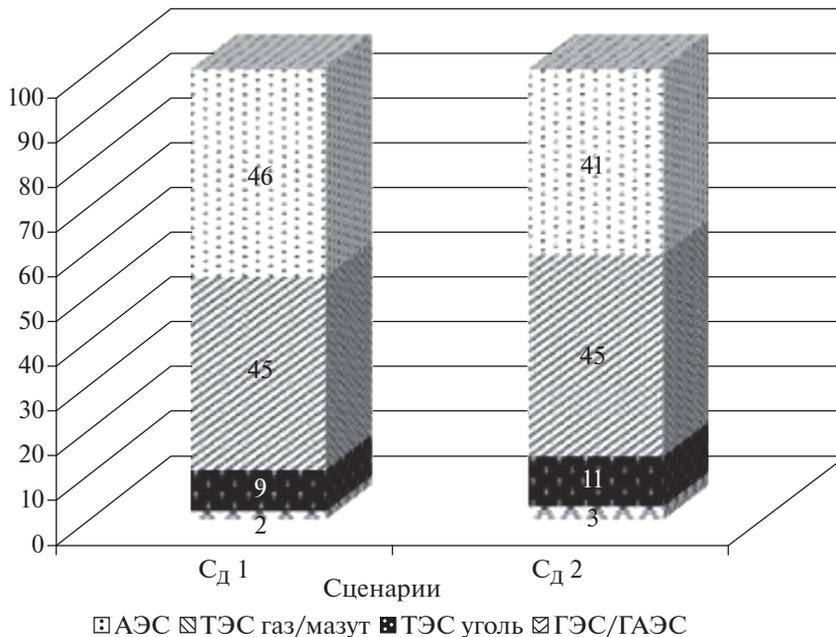


Рис. 7. Структура генерации электроэнергии при двухпродуктовой организации электроэнергетики, %.

### ВЫВОДЫ

1. Представлена и проанализирована формирующаяся в России система управления развитием электроэнергетики, электроэнергетических систем и энергокомпаний. Эта система является иерархической территориально-технологической системой. Она охватывает, с одной стороны, подотрасли электроэнергетики (атомную, тепловую и гидроэнергетику, электросетевую инфраструктуру), а с другой – ЭЭС разных территориальных уровней, включая Единую энергосистему страны и ЭЭС регионов, а также энергокомпании. СУРЭ представляет собой систему нормативно-правового регулирования и согласования решений, основываемых и принимаемых хозяйствующими субъектами в электроэнергетике. Однако требуется ее совершенствование с тем, чтобы она гарантированно обеспечивала устойчивое, инновационное, эффективное и экологически приемлемое низкоуглеродное развитие электроэнергетики в современных условиях.

2. Предложена обновленная концепция обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний в современных условиях. Она предлагает учет технических, экономических, организационных факторов, а также использование оптимизационных и равновесных математических моделей в качестве инструментария обоснования развития ЭЭС. Равновесные модели базируются на концепции равновесия Нэша и методике Курно. Разработаны однопродуктовая (с торговлей на рынке только одним товаром – электроэнергией) и двухпродуктовая (с торговлей двумя товарами – электроэнергией и мощностью) равновесные математические модели.

3. С использованием разработанного модельно-методического инструментария проведены исследования развития генерирующих мощностей ЕЭС России (в рамках ОЭС Центра). При этом учитывались организационное разделение ЭЭС на отдельные энергокомпании, независимая максимизация ими своих целевых функций, несовер-

шенная конкуренция, одно- и двухпродуктовая организация электроэнергетических рынков. Исследования показали, что в таких условиях снижаются вводы генерирующих мощностей, уменьшаются объемы поставок электроэнергии на рынок и ухудшается их структура по типам электростанций, а также возрастают равновесные цены. Однако использование таких мероприятий и инструментов, как приход новых энергокомпаний на рынок, механизмы торговли мощностью и установление требований к ГенКо по развитию генерирующих мощностей приводят, хотя и в различной степени и с разной эффективностью, к росту обеспеченности установленными мощностями, улучшению структуры и увеличению объемов поставок электроэнергии на рынок в долгосрочной перспективе.

4. Традиционно выполняемые в России работы по обоснованию развития систем электроэнергетики нуждаются в модернизации и расширении за счет выполнения дополнительных исследований, в которых учитывается структурная организация ЭЭС и множественность интересов рыночных участников. В таких исследованиях должны использоваться модернизированная методология и равновесные математические модели. Основы такой методологии и базовые математические модели сформированы в данной статье.

Работа выполнена в рамках проектов государственного задания (№№ FWEU-2021-0001 и FWEU-2021-0006) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП “Высокотемпературный контур” (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Беляев Л.С.* Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др. Новосибирск. Наука. 1980. 238 с.
2. *Подковальников С.В., Хамисов О.В.* Несовершенные электроэнергетические рынки: моделирование и исследование развития генерирующих мощностей // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 2. С. 66–86.
3. *Khamisov O.V., Podkovalnikov S.V.* Modeling and Study of Russian Oligopolistic Electricity Market // Proceedings of 2011 IEEE PowerTech, Trondheim University. 2011. P. 506–512.
4. *Подковальников С.В., Семенов К.А., Хамисов О.В.* Развитие генерирующих мощностей при различной структурной организации электроэнергетических рынков // Известия РАН. Энергетика. 2014. № 4. С. 3–14.
5. *Centeno E.* Long-Term Market Equilibrium Modeling for Generation Expansion Planning / E. Centeno, J. Reneses, R. Garcia, et al. – Bologna: Proceedings of PowerTech Conference, Bologna University, 2003. – Режим доступа: [www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-03-0119A.pdf](http://www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-03-0119A.pdf)
6. *Ventosa M.* Electricity Market Modeling Trend / M. Ventosa, A. Baillo, A. Ramos, et al. // The Energy Journal. 2005. V. 33 (№ 7). P. 897–913.
7. *Murphy F., Smeers Y.* Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets // Operations Research. 2005. V. 53 (№ 4). P. 646–661.
8. *Gilotte L., Finon D.* Investments in Generation Capacities in an Oligopolistic Electricity Market. – Nogent-sur-Marne: Centre internationale de recherche sur l’environnement et le développement research paper, 2006. – 23 p. – Режим доступа: [www.centre-cired.fr/IMG/pdf/9\\_Gilotte\\_Finon\\_inv\\_pouvoir\\_marche\\_.pdf](http://www.centre-cired.fr/IMG/pdf/9_Gilotte_Finon_inv_pouvoir_marche_.pdf)
9. *Bushnell J., Ishii J.* An Equilibrium Model of Investment in Restructured Electricity Markets: Working paper № 164 / J. Bushnell. – Berkeley: Center for the Study of Energy Markets, University of California Energy Institute, 2007. 38 p.
10. *Борисенко А.В., Саух С.Е.* Использование равновесных моделей для исследования процессов функционирования и развития электроэнергетики Украины в рыночных условиях // Сб. тр. конф. “Моделирование–2010”, Киев, Ин-т проблем моделирования в энергетике им. Г.Е. Пухова. 2010. С. 185–194.
11. *Pineau P.-O., Rasata H., Zaccour G.* A Dynamic Oligopolistic Electricity Market with Interdependent Market Segments // The Energy Journal. 2011. V. 32. № 4. pp. 183–217.
12. *Gonzalez-Romero I.-C., Wogrin S., Gómez T.* Review on generation and transmission expansion co-planning models under a market environment // IET Generation, Transmission and Distribution. 2020. V. 14. Iss. 6. pp. 931–944.

13. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г.: [утверждена распоряжением Правительства РФ № 1662-р от 17 ноября 2008 г.]. – Режим доступа: <http://government.ru/info/6217/>
14. Волкова Е.Д. Система и проблемы управления развитием электроэнергетики России / Е.Д. Волкова, А.А. Захаров, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, К.А. Семёнов, Л.Ю. Чудинова // Проблемы прогнозирования. 2012. № 4. С. 53–64.
15. Интервью директора Департамента государственного регулирования тарифов и инфраструктурных реформ Д.А. Аскинадзе. Договоры о предоставлении мощности на энергорынок учитывают все основные замечания “стратегов”. – Режим доступа: <http://www.e-apbe.ru/news/detail.php?ID=3550>
16. Постановление Правительства РФ № 89 от 24.02.2010 “О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)”. – Режим доступа: <https://www.law.ru/npd/doc/docid/902273727/modid/99>
17. Постановление Правительства РФ № 738 от 07.12.2005 “О порядке формирования источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансированию объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности”. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=185759&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.6691563495200731#08889741170755434>
18. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. [Электронный ресурс], 2020. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>
19. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года [Электронный ресурс], 2011. – Режим доступа: [http://www.e-apbe.ru/5years/sc\\_2012\\_2030/SC\\_2012-2030-new.php.html](http://www.e-apbe.ru/5years/sc_2012_2030/SC_2012-2030-new.php.html)
20. Приказ Минэнерго России от 26.02.2021 № 88 “Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы” [Электронный ресурс], 2021. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/20706>
21. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С. Методология обоснования и перспективы развития электроэнергетики России. М. Энергоатомиздат. 2010. 556 с.
22. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов [и др.]. Новосибирск. Наука. 2015. 448 с.
23. Приложение к журналу ТЭК. Стратегия развития. 2010. № 3.
24. The power to choose. Demand response in liberalized electricity markets. Paris. International Energy Agency. 2003. 156 p.

### Conceptual, Methodological and Applied Issues of Electric Power Systems Expansion Planning under Modern Conditions

S. V. Podkovalnikov<sup>a</sup>, \*, O. V. Khamisov<sup>a</sup>, and K. A. Semenov<sup>a</sup>

<sup>a</sup>Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

\*e-mail: [spodkovalnikov@isem.irk.ru](mailto:spodkovalnikov@isem.irk.ru)

The article presents the system of management of the expansion of the electric power industry, systems and companies that is being formed in Russia. A new concept of expansion planning of the electric power industry is formulated taking into account technical, economic and organizational factors. Mathematical models of expansion planning of electric power systems in a market environment with their structural division into power companies based on the Nash equilibrium concept and the Cournot methodology are developed. The developed tools were used to assess the prospects for the expansion of the interconnected power system of the Center of Unified power system of Russia. It is shown that under the conditions of an imperfect market and in the absence of sufficient regulatory actions, the effectiveness of the expansion of power systems decreases.

*Keywords:* electric power systems, power companies, management, expansion planning, market, imperfect competition, mathematical modeling, equilibrium