



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

2
ВЫПУСК
2015

— МОСКВА —

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Надежность – один из важнейших показателей энергетических систем, определяющий уровень бесперебойного обеспечения различными видами энергии конечных потребителей. Задачи повышения надежности энергоснабжения и обеспечения заданных ее показателей, оптимизации и совершенствования структуры энергетических систем – одно приоритетных направлений энергетической науки в целом и различных отраслей энергетики – в частности, в том числе теплоснабжения и когенерации в условиях централизованных и децентрализованных энергосистем.

Проблемы обоснования надежности дальнейшего развития электроэнергетических систем, распределенной генерации в электросетевых комплексах, совершенствования модели рынка энергетических мощностей, структуризации уровней энергоснабжения – эти другие вопросы – в центре внимания очередного выпуска «Энергетической политики».

Надеемся, что представленные материалы будут полезны и интересны не только специалистам, но и всем тем, кто интересуется вопросами обеспечения надежности энергетических систем.

DEAR READERS!

Reliability is one of the most important indicators of energy systems, defines the level of uninterrupted provision of various kinds of energy consumers. The objectives of increasing security of supply and ensure its specified performance, optimize and improve the structure of energy systems is one of priorities of Energy Science in General and on various energy sectors in particular. In conditions of centralized and decentralized energy systems, one of the most urgent tasks is also the reliability of heat supply and cogeneration.

The problem for the reliability of the further development of electricity systems, distributed generation, power systems, market models, improved energy capacity, energy levels and structuring these other issues are the focus of the next issue of «Energy Policy».

We hope that these materials will be useful and interesting not only to specialists, but also to all those who are interested in ensuring the reliability of energy systems.



ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ, НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Выпуск **• 2 •** 2015

Издается с 1995 года

Редакционная коллегия:

В.В. Бушуев – д.т.н., профессор, генеральный директор ИЭС, главный редактор
А.М. Мاستепанов – д.э.н., профессор, зам. директора ИПНГ РАН, зам. главного редактора
А.М. Белогорьев – отв. секретарь
Н.И. Воронин – д.т.н. чл.-корр. РАН, директор ИСЭМ СО РАН
А.И. Громов – к.г.н., Фонд «Институт энергетики и финансов», директор по энергетическому направлению
А.Н. Дмитриевский – д.г.-м.н., академик РАН, директор ИПНГ РАН
В.А. Крюков – д.э.н., чл.-корр. РАН, зам. директора ИЭОПП СО РАН
Ю.Н. Кучеров – д.т.н., начальник департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС»
А.А. Макаров – д.э.н., академик РАН, советник РАН
О.С. Попель – д.т.н., зам. директора ОИВТ РАН
В.В. Саенко – к.э.н., зам. генерального директора ИЭС
Ю.А. Станкевич – зам. председателя Комитета РСПП по энергетической политике и энергоэффективности
Ю.К. Шафраник – д.э.н., председатель Совета директоров ЗАО «МНК «СоюзНефтеГаз»

Учредитель журнала «Энергетическая политика»: ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии»

Адрес редакции: 109028, Москва, Яузский бул., д. 13, стр. 3, оф. 10
Телефон ред.: (495) 411-53-33 (доб. 5218)
E-mail: ies2@uamail.ru; emp7@yandex.ru
Web-site: <http://www.energystrategy.ru>
Выходит 6 раз в год
Ведущий редактор *С.И. Крылов*
Компьютерная верстка *В.М. Щербаков*
Отпечатано в ООО ИД «ЭНЕРГИЯ»
Подписано в печать 14.05.2015
Формат 60х84/8
Бумага офсетная. Печать офсетная
Усл. печ. л. 10,92. Уч. изд. л. 11,75
Тираж 500 экз.
Заказ № 29 (67/02-99) ИЭС № 358

© ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии», 2015
Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
При перепечатке материалов ссылка на издание обязательна.

ПОБЕДИТЕЛЬ VII ВСЕРОССИЙСКОГО
ЖУРНАЛИСТСКОГО КОНКУРСА
«ЛУЧШАЯ ПУБЛИКАЦИЯ
ПО ПРОБЛЕМАМ ТЭК РОССИИ 2001 года»



СОДЕРЖАНИЕ CONTENTS

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

ACTUAL PROBLEMS OF RELIABILITY AND THE STRUCTURE OF ENERGY SYSTEMS

- Ю.Н. Кучеров, Ю.Я. Чукреев.** Проблемы обоснования надежности при управлении развитием электроэнергетических систем.....3
- Yu. Kuchеров, Yu. Chukreev.** The problem of justifying the reliability of the management of the development of electric power systems
- Г.П. Кутовой.** Распределенная генерация в структурах территориальных электросетевых комплексов – актуальная задача повышения надежности систем электроснабжения потребителей.....21
- G. Kutovoy.** Distributed generation in structures of territorial power grid – actual factor of increasing the reliability of power procurement systems
- П.О. Шацкий.** Изменение модели рынка мощности – как условие сохранения надежности энергосистемы России.....31
- P. Shatsky.** Changing the model of the market power – as a condition for preservation of power system reliability Russia
- Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов, О.В. Мазурова.** Оценка конкурентоспособности вариантов энергоснабжения крупных потребителей в условиях неопределенности.....37
- E. Galperova, D. Kononov, O. Mazurova.** Assessment of competitiveness of energy options to major consumers in the face of uncertainty

<i>Б.В. Папков, М.В. Шарыгин.</i> Требования к решению проблемы надежности электроснабжения.....	47
<i>B. Papkov, M. Sharygin.</i> The requirements to solving of the problem of reliability in energy procurement	
<i>В.А. Стенников, Г.Б. Славин.</i> Структуризация уровней централизации энергоснабжения.....	55
<i>V. Stennikov, G. Slavin.</i> Structuring the levels of energy supply centralization	
<i>М.С. Долматова.</i> Рынки мощности: эволюция модели и реализация механизма обеспечения надежности энергосистемы.....	64
<i>M. Dolmatova.</i> Capacity markets: model transformation and implementation for resource adequacy provision	
<i>В.И. Шаранов.</i> О приоритетных направлениях развития отечественных систем теплоснабжения.....	74
<i>V. Scharapov.</i> Priority directions in russian heat power systems development	
<i>М.Г. Каткова.</i> Актуальные проблемы применения механизма концессионных соглашений в коммунальной теплоэнергетике.....	84
<i>M. Katkova.</i> Actual problems of applying the mechanism of concessional agreements in electric heat power utility	

УДК 621.311.019.3

Ю.Н. Кучеров, Ю.Я. Чукреев¹

ПРОБЛЕМЫ ОБОСНОВАНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РАЗВИТИЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В статье приведена методика оценки показателей надежности электроэнергетических систем для условий либерализации электроэнергетики, дана подробная сравнительная характеристика отечественных и зарубежных показателей балансовой надежности и ее нормативных значений, описаны проблемные моменты модельного обеспечения оценки балансовой надежности ЭЭС и практические результаты проведенных исследований.

Ключевые слова: электроэнергетические системы (ЭЭС), показателей балансовой надежности (ПБН), надежность энергосистем, случайное состояние системы, матрица сетевых коэффициентов.

Введение

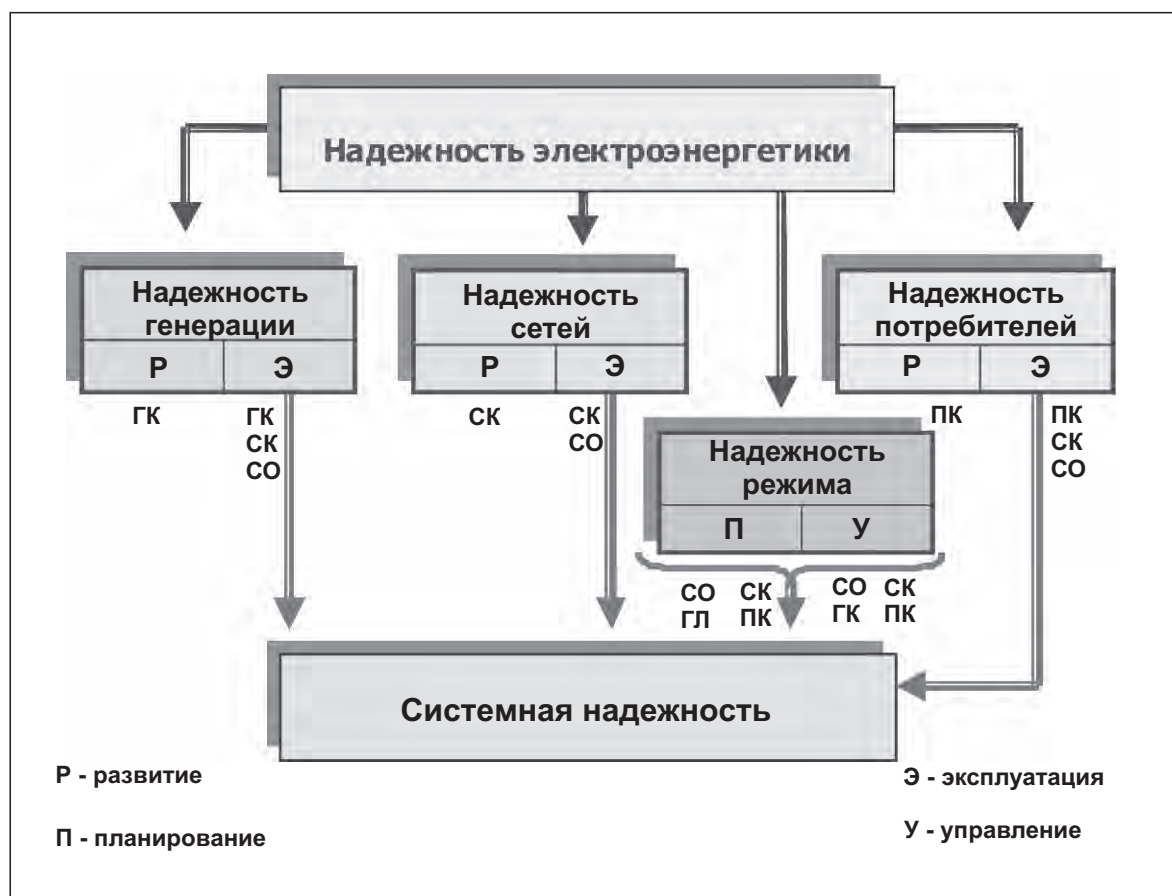
При планировании развития электроэнергетических систем (ЭЭС) еще на рубеже 80-х годов прошлого столетия применялась иерархическая система, в рамках которой разрабатывалась стратегия развития генерирующих источников (включая типы, размеры и расположение) и линий электропередачи на перспективу от 5 до 20 лет. В рамках этой иерархической системы были разработаны эффективные методы, реализованные в программных разработках, позволяющие решать весь комплекс задач, связанных с управлением развитием энергосистем ЕЭС бывшего СССР. В него, в частности, входило решение таких задач, как прогнозирование потребности в электрической энергии и мощности; оптимизации перспективного развития генерирующих мощностей и основной электрической сети; оценки показателей балансовой надежности (ПБН) и обоснования средств ее обеспечения [1].

При этом последняя задача стояла на одном из первых мест среди основных критериев принятия решений при управлении развитием ЭЭС [2]. Она и в то время, и сегодня остается наиболее сложной и многогранной. Особенно ее значимость ощущается после долгих лет застоя в развитии теоретических и практических вопросов обеспечения надежности ЭЭС, вызванных известными преобразованиями в России. В условиях либерализации отношений в процесс

принятия решений по развитию электроэнергетики оказываются вовлеченными многие участники (субъекты отношений) с несовпадающими интересами: электроэнергетические компании (генерирующие, сетевые и сбытовые), потребители, инвесторы, общественные организации, федеральные и региональные органы власти. По сути, методология обоснования развития ЭЭС сегодня претерпевает определенную трансформацию от централизованного государственного планирования к новой парадигме многостороннего процесса обоснования решений и создания механизмов их реализации в условиях неопределенности, многокритериальности и множественности интересов [3].

В соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» [4] всю полноту ответственности за надежность энергосистемы несет ОАО «СО ЕЭС». В условиях эксплуатации в настоящее время установлены соответствующие отношения по надежности с генерирующими, сетевыми и сбытовыми компаниями, разработаны необходимые расчетные схемы ЕЭС России и соответствующее методическое и программное обеспечение [5] (рис. 1). Этого нельзя сказать в отношении задач обеспечения надежности при перспективном планировании развития ЭЭС. Хотя следует отметить, что постановка и решение данной задачи для условий вертикально-интегрированной системы управления ЭЭС в 80-е годы прошлого века была до-

¹ Юрий Николаевич Кучеров – начальник Департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС», д.т.н., e-mail: kucherov@so-ups.ru; Юрий Яковлевич Чукреев – директор Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН, д.т.н., e-mail: iespn@mail.komisc.ru.



Примечание. Надежность отнесена к основным подсистемам ЕЭС (генерация, сети, потребители) и объединяющему их режиму. На схеме показано участие в обеспечении надежности отдельно носителей разных технологических функций (генерирующих компаний – ГК, сетевых компаний – СК, потребительских компаний – ПК и системного оператора – СО). При этом для каждого объекта показаны основные функциональные задачи по обеспечению составляющих надежности, подразделенных для условий эксплуатации (Э – эксплуатационная надежность) и условий планирования развития (Р – надежность развития).

Рис. 1. Схема разделения ответственности за надежность электроснабжения

статочно хорошо отработана. Для условий реформирования электроэнергетики необходимо ее совершенствование.

Для практической реализации задач планирования развития ЕЭС России в соответствии с Постановлением Правительства РФ² специалистами ОАО «СО ЕЭС» совместно с ОАО «ФСК ЕЭС» с 2009 г.³ выполняется работа «Схема и программа развития Единой энергетической

системы (ЕЭС) России на семилетний период» (в дальнейшем – СиПР ЕЭС)⁴. Выбранный временной период отражает влияние достаточно важных для практики проектирования документов – проекта правил технологического функционирования энергосистем (ПТФ ЭЭС)⁵ и новых методических указаний по проектированию развития ЭЭС⁶ (далее – новых ПРЭ). В этих документах четко оговорено, что расчеты ПБН

² Постановление Правительства РФ от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

³ Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденные постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 г. № 823.

⁴ В дальнейшем рассматривается «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013-2019 годы», утвержденная приказом Минэнерго России 19.06.2013 г. № 309.

⁵ Одобрен на совместном заседании Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» 16.05.2011 г.

⁶ Методические указания по проектированию развития энергосистем / ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2012 г., одобрены НП «НТС ЕЭС». Секция «Техническое регулирование в электроэнергетике», 20.07.2012 г.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

должны проводиться для решения следующих задач:

- оценки результатов функционирования ЭЭС в отчетном году (ежегодно);
- определения необходимых объемов резервов мощности и запасов пропускной способности электрических сетей при разработке Схемы и программы развития ЕЭС России на 7-летний период и программ развития субъектов РФ на 5-летний период (ежегодно);
- оптимизации и определения различных сценарных условий перспективного развития генерирующих мощностей и основной электрической сети при разработке Генеральной схемы размещения объектов энергетики (один раз в три года на период до 15 лет).

Под балансовой надежностью ЭЭС (adequacy) в дальнейшем будет пониматься ее способность обеспечивать совокупный спрос на электрическую энергию и мощность потребителей в пределах заданных ограничений на поставки энергоресурсов с учетом запланированных и обоснованно ожидаемых незапланированных перерывов в работе ее элементов, а также эксплуатационных ограничений.

Краткая характеристика проблемы и существующие математические модели оценки ПБН ЭЭС

Обеспечение должного уровня надежности ЭЭС достигается в результате решения следующих задач [6] (рис. 2):

- выбор соответствующей «конструкции» ЭЭС (конфигурации схем электрических соединений, структуры генерирующих мощностей и др.);
- резервирование во всех звеньях схемы (производство, передача и распределение электроэнергии, система управления), включая обеспечение запасов энергоресурсов;
- выбор структуры и параметров средств управления системой;
- улучшение организации эксплуатации и управления ЭЭС.

Реализация этих задач осуществляется на различных уровнях временной иерархии. Так, выбор структуры и определение параметров средств управления, в том числе необходимого уровня вращающегося резерва мощности, улучшение организации функционирования системы выполняются непосредственно при эксплу-

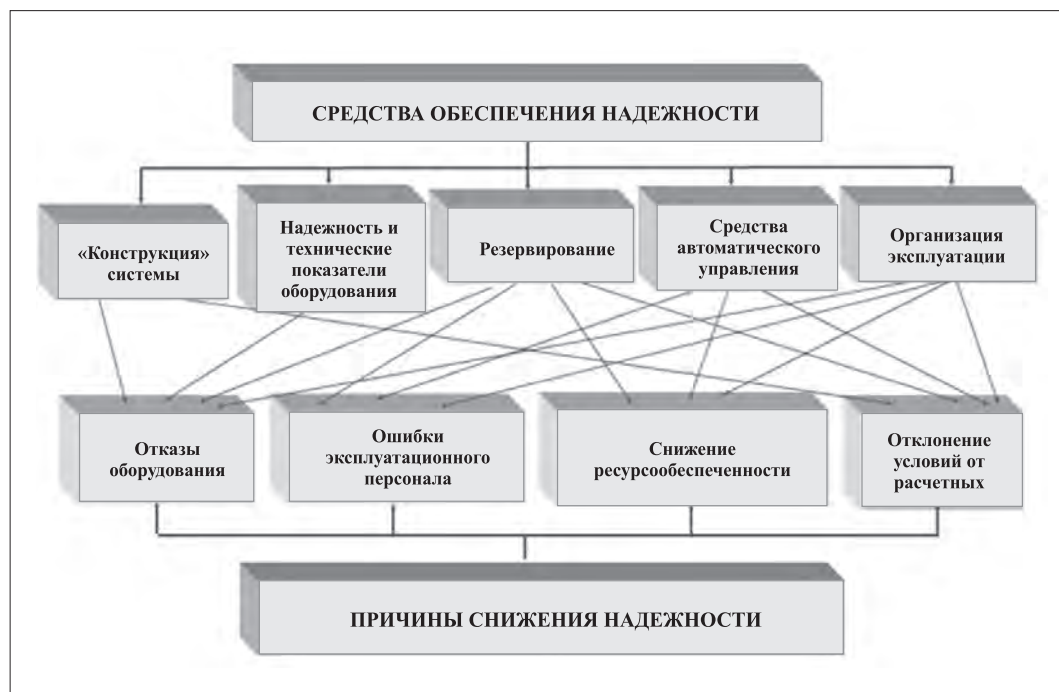


Рис. 2. Средства обеспечения надежности энергосистем

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

атации ЭЭС (период заблаговременности до 1-2 лет). Остальные задачи решаются с большим периодом заблаговременности (от 3-7 до 15-20 лет).

Резервирование является одним из основных путей обеспечения надежности ЭЭС. Оно направлено на частичную компенсацию всех возможных причин, снижающих надежность как при эксплуатации, так и при управлении развитием ЭЭС. В многозонной ЭЭС резервирование достигается не только генерирующими агрегатами рассматриваемой ТЗ ЭЭС, но и агрегатами других зон вследствие наличия связей между ними. В дальнейшем под понятием территориальная зона будет характеризоваться некая территория страны, в которой сетевые ограничения не оказывают влияния на ограничение потребителей в электроэнергии.

При управлении развитием ЭЭС в новых МУ принято полный резерв мощности каждой территориальной зоны – концентрированной системы⁷ разделять на составляющие: ремонтный, стратегический и компенсационный (в старой версии [7] – оперативный). Определение первых двух составляющих полного резерва мощности не связано с применением сложного математического аппарата. Определение величины резерва мощности на внеплановые отклонения параметров ЭЭС (компенсационного резерва) связано с учетом множества случайных факторов, приводящих к снижению надежности ЭЭС. В дальнейшем под резервом мощности будет пониматься именно эта его составляющая.

Поскольку обеспечение абсолютной надежности не только невозможно, но и нецелесообразно, проблема резервирования в ЭЭС является экономической. Искомое решение по уровням резервирования в ЭЭС и ее ТЗ должно соответствовать либо минимуму затрат (приведенных или дисконтированных), либо требуемому нормативному уровню надежности, в том числе для условий рыночных преобразований в электроэнергетике. Задача определения оптимальных величин компенсационного резерва мощности отдельных территориальных зон ЭЭС и запасов пропускной способности связей (ПСС) между ними многогранна. Ее решение невозможно без разработки эффективных математических мо-

делей, направленных на определение ПБН. В условиях рыночных отношений она еще более усложняется в силу необходимости учета дополнительных факторов.

На величины ПБН в сложной ЭЭС влияют в основном те же факторы и случайные события, что и в отдельно взятой концентрированной системе, а именно:

- располагаемые мощности отдельных ТЗ и запасы ПСС между ними;
- структура генерирующих мощностей;
- плановые ремонты оборудования;
- графики изменения нагрузок ТЗ в разрезе года и суток;
- нерегулярные колебания нагрузки и ошибки прогнозирования спроса потребителей;
- снижение генерирующей мощности территориальных зон и запасов ПСС из-за аварийных повреждений агрегатов электростанций и линий электропередачи;
- модель расчетной схемы ЕЭС России.

Применяемые в проектной практике математические модели определения ПБН многозонных ЭЭС, включающих в себя множество ТЗ и связей между ними, отличаются повышенной сложностью. В сравнении с концентрированной, в многозонной ЭЭС возникает необходимость учета:

- ограничений запасов ПСС (максимально допустимых перетоков мощности), учета аварийных отказов отдельных линий электропередачи, трансформаторов и прочего сетевого оборудования;
- разновременности прохождения максимумов нагрузок отдельных территориальных зон и различия их характерных графиков;
- взаимоотношений между субъектами рынка в объединяемых зонах ЭЭС;
- большого числа элементов расчетных схем надежности, а следовательно – необходимости больших затрат вычислительных мощностей ЭВМ.

Вопросам разработки методических принципов исследования надежности многозонных ЭЭС и их реализации в математических моде-

⁷ Концентрированной называют ЭЭС, внутри которой отсутствуют ограничения на передачу мощности по линиям электропередачи из одной зоны в другую.

лях посвящено достаточное количество работ, как отечественных, так и зарубежных [6, 8-16 и др.]. Решение задачи оценки ПБН требует формирования теми или иными способами уровней нагрузки и состояний генерирующей мощности для разных временных интервалов и рассматриваемых ТЗ ЭЭС, вызванных их внеплановыми аварийными отключениями, а также оценки этих состояний на предмет обеспечения потребителей электроэнергией надлежащего качества и в полном объеме. При разработке математических моделей оценки ПБН многозонных ЭЭС применяются либо аналитические методы, либо методы комбинаторного и статистического моделирования.

Модели, основанные на применении аналитических методов, предполагают последовательное преобразование рядов вероятностей избытков и дефицитов мощности с учетом имеющихся запасов ПСС двух соседних территориальных зон (узлов расчетной модели ЭЭС) от одной вершины расчетного графа сети к другой. Из разработанных и используемых в свое время в проектной практике моделей, основанных на применении этих методов, можно выделить отечественные модели АМОН/Д (ЭНИН) [8], АМОН/Н (КирНПО) [9], модель УрФУ [10] и зарубежные: TRELSS (EPRI), TPLAN (Siemens) и др. [16, 17]. Определение ПБН ЭЭС аналитическими методами, с одной стороны, значительно повышает вычислительную эффективность, а с другой – ограничены применением только для радиально-магистральных схем ЭЭС.

Модели, основанные на методах статистического моделирования, нашли более широкое применение при оценке ПБН сложных ЭЭС [11, 13, 14]. В них их определение может быть организовано на базе анализа как случайных событий (модели «Орион» [13, 14, 18], Янтарь (ИСЭМ РАН), модель ЭНИНа [8], MECORE [17] и др.), так и случайных процессов (модели GE MARS, GridView и др. [17]). Основным недостатком, присущим моделям, основанным на применении этих методов, является их невысокая вычислительная эффективность. Однако современное развитие средств вычислительной техники и возможность получения широкого спектра ПБН делают эти модели и заложенные в них методы более предпочтительными. Анализ суще-

ствующих программных средств оценки ПБН ЭЭС показывает, что методические принципы (компоненты) отечественных и зарубежных модельных разработок, основанные на применении методов статистического моделирования, в значительной степени совпадают. Следует отметить, что подходы к решению задачи оценки случайного состояния на предмет обеспечения потребителей в зарубежных публикациях практически не раскрываются, хотя именно они существенно влияют на ПБН ЭЭС.

Методика оценки показателей надежности ЭЭС для условий либерализации электроэнергетики

Независимо от принципов управления электроэнергетической отраслью (централизованный или рыночный), методика решения задачи оценки ПБН должна базироваться на формировании случайных состояний, вызванных аварийными выходами основного генерирующего и сетевого оборудования системы и их оценки с позиций возможного ограничения потребителей. В разработанных еще для условий централизованного управления отраслью моделях [6, 8, 13, 15, 16] определение ПБН проводилось последовательно для всех интервалов времени t (рис. 3), в течение которых структура генерирующих мощностей и системообразующих связей, а также нагрузка, оставались неизменными (обычно часовые интервалы суток). После чего проводилось их суммирование с учетом вероятностей существования выделенных временных интервалов. В этом аспекте учет рыночных отношений не привносит каких-либо изменений в методику оценки ПБН.

Таким образом, при разработке модельно-программного обеспечения задачи оценки ПБН ЭЭС для условий реструктуризации электроэнергетики страны основными компонентами должны остаться блоки:

- формирования случайных состояний системы, вызванных ненадежностью генерирующего и сетевого оборудования системы (блоки 1-5 на рис. 3);
- оценки сформированных состояний на предмет обеспечения нагрузки территориальных зон (блок 6 на рис. 3).

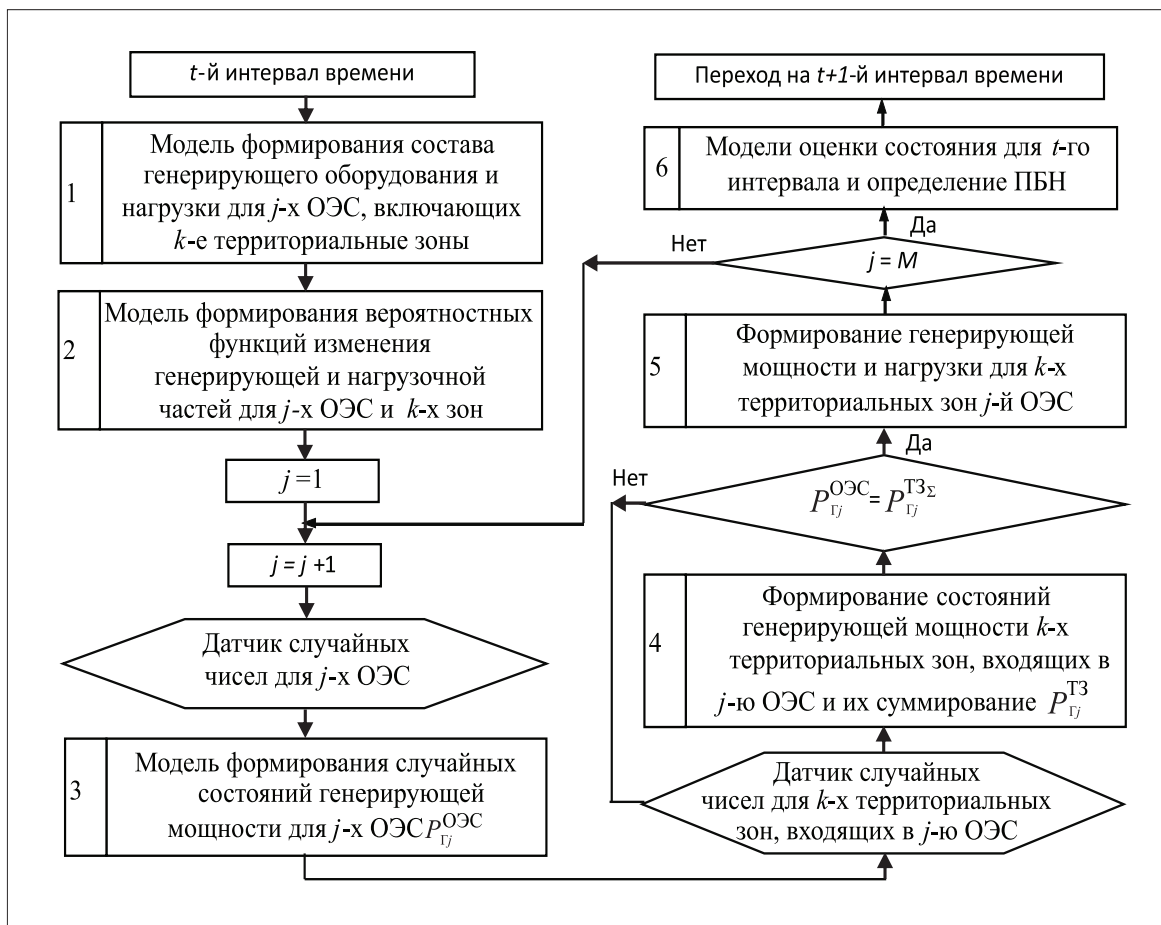


Рис. 3. Блок-схема алгоритма формирования случайных состояний

Формирование случайных состояний генерирующей мощности и нагрузки территориальных зон. Учет рыночных преобразований в электроэнергетике и требования проведения ежегодной оценки ПБН ЭЭС в отчетном году приводит к необходимости более детального представления расчетной схемы ЕЭС России. Увеличения в моделях оценки ПБН размерности решаемой задачи с 15-20 узлов (ОЭС – концентрированных ЭЭС) и 20-30 связей между ними в существовавшей ранее постановке задачи [6, 8, 10, 11, 13] до 100-150 узлов (ТЗ) и 200-300 связей между ними. Это вызвано детализацией модели расчетной схемы ЕЭС России за счет введения понятий ТЗ, входящих в отдельные объединенные ЭЭС (ОЭС). Дробление ОЭС на ТЗ, безусловно, отразится как на вопросах формирования состава и структуры генерирующих мощностей ОЭС и входящих в нее ТЗ (блок 1) и вероятностных функций их изменения (блок 2), так и на формировании методами статистического модели-

рования случайных состояний системы (блоки 3 и 4). В работе [18] приведена оценка влияния применения методов статистического моделирования непосредственно на функциях снижения генерирующей мощности ТЗ, входящих в ОЭС, на результаты ПБН по отношению к эталонной модели и предложены новые подходы реализации этой задачи.

Оценка случайного состояния системы. Число расчетных состояний системы при оценке ПБН многозонных ЭЭС достаточно велико. Поэтому решение задачи оценки их последствий для потребителей, называемой задачей распределения дефицитов мощности, должно осуществляться эффективными методами. Методы расчета потокораспределения, основанные на применении точных нелинейных уравнений, описывающих установившийся режим ЭЭС достаточно сложны и требуют больших, в сравнении с линейными постановками, затрат машинного времени. Их применение в за-

дачах балансовой надежности практически невозможно из-за несбалансированности системы на каждом случайном состоянии генерирующей мощности и нагрузки и необходимости решения минимаксных задач. Поэтому практически все существующие модели, применяемые в практике управления развитием ЭЭС, основаны на использовании методов линейного и нелинейного программирования [19] с учетом ограничений режимного характера, построенных на учете только 1-го закона Кирхгофа (балансовая модель) или обоих (модель в идеализации по постоянному току).

А. Балансовая модель анализа оценки случайного состояния. При линейной постановке ее решение состоит в минимизации дефицита мощности:

$$\sum_{j=1}^n (\bar{P}_j^H - P_j^H) \rightarrow \min, \quad (1)$$

при ограничениях:

$$P_j^H - P_j^G \pm \sum_{l(i,j) \in V} P_{l(i,j)}^L = 0, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (2)$$

$$0 \leq P_j^H \leq \bar{P}_j^H, \quad j = 1, 2, \dots, n; \quad (3)$$

$$0 \leq P_j^G \leq \bar{P}_j^G, \quad j = 1, 2, \dots, n; \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \bar{P}_{l(i,j)}^L &\leq P_{l(i,j)}^L \leq \bar{P}_{l(i,j)}^L, \\ l &= 1, 2, \dots, m, \end{aligned} \quad (5)$$

где $P_j^H, \bar{P}_j^H, P_j^G, \bar{P}_j^G$ – соответственно покрываемая потребность и мощность спроса нагрузки, используемая и имеющаяся генерирующие мощности j -й ТЗ $P_{l(i,j)}^L, \bar{P}_{l(i,j)}^L, \underline{P}_{l(i,j)}^L$ – переток мощности по связи и его предельные значения (ПСС) в прямом (из i -й ТЗ в j -ю) и обратном направлениях;

V – множество пар ТЗ объединения, имеющих между собой системообразующую связь;

$n(m)$ – число территориальных зон (системообразующих связей) объединения.

В качестве метода решения данной задачи в модели «Орион-М» принят двойственный симплекс-метод линейного программирования [19]. Его применение, во-первых, дает возможность резкого сокращения затрат машинного времени

и, во-вторых, позволяет непосредственно при решении оценочных задач надежности выявлять на основе анализа двойственных оценок наихудшие в смысле надежности ТЗ и связи ЭЭС. Последнее используется для решения оптимизационных задач надежности. Отрицательной стороной линейной постановки задачи является возникающая неоднозначность в распределении системного дефицита мощности по отдельным ТЗ. Следует особо подчеркнуть, что неоднозначность именно в распределении дефицитов мощности, но не в определении наихудших в смысле надежности территориальных зон и связей их соединяющих. Устранение неоднозначности требует второго этапа решения задачи минимизации системного дефицита мощности (1). Особенности решения данной задачи раскрыты в многочисленных статьях, как авторов, так и других исследователей [8-11, 13, 18].

Б. Модель анализа оценки случайного состояния системы в идеализации постоянного тока. При такой постановке задачи, помимо информации о графе сети, состоянии генерирующей мощности, нагрузки ТЗ и уровнях ПСС, требуется информация о сопротивлениях последних или об их соотношениях между собой. В этом случае целевая функция будет полностью соответствовать (1). При этом возможны различные подходы к формированию ограничений (2-5). Эти ограничения можно построить на базе применения метода контурных токов при учете двух законов Кирхгофа. Тогда к уравнению (2) добавятся уравнения равенства нулю падений напряжения для всех независимых контуров расчетной схемы системы. Такая модель не требует существенных доработок. Тем не менее ее применение для эквивалентных, агрегированных под задачи балансовой надежности схем ЭЭС, затруднительно в силу того, что у проектировщиков, как правило, нет информации о сопротивлениях эквивалентных связей между ТЗ. В то же время при выделении этих зон появляется возможность определения так называемой матрицы сетевых коэффициентов (МСК) [20, 21].

Применение матрицы сетевых коэффициентов. Математически задача может быть представлена следующим образом. Требуется минимизировать функционал (1) при ограничениях (3-5) и ограничениях режима вида:

$$\sum_{j=1}^{n-1} S_{lj} \cdot P_j^{HB} - P_l^L = 0, \quad l = 1, 2, \dots, m; \quad (6)$$

$$P_n^H - P_n^{\Gamma} \pm \sum_{l(i,j) \in V} P_{l(i,n)}^L = 0, \quad (7)$$

где S_{lj} - численные значения МСК каждой l -й связи по всем j -м узлам;

n - номер балансирующего узла;

$P_j^{(HB)} = P_j^H - P_j^{\Gamma}$ - мощность инъекции (небаланс) в j -м узле.

Аналитическое вычисление МСК. Обозначим искомые элементы матрицы как $S_{ij} = \frac{\partial P_l^L}{\partial P_j^{HB}}$

(P_l^L - переток по l -й связи, P_j^{HB} - инъекция (небаланс) в j -м узле). Воспользуемся тождеством $S_{ij} = \frac{\partial P_l^L}{\partial P_j^{HB}} = \frac{\partial P_l^L}{\partial \delta} \frac{\partial \delta}{\partial P_j^{HB}} = \frac{\partial P_l^L}{\partial \delta} \left(\frac{\partial P_j^{HB}}{\partial \delta} \right)^{-1}$.

Составляющие матрицы производных потоков $\frac{\partial P_l^L}{\partial \delta}$ и инъекций $\frac{\partial P_j^{HB}}{\partial \delta}$ можно легко вычислить, так как зависимости $P_l^L(\delta)$ и $P_j^{HB}(\delta)$ явные. Вычисление элементов обратной матрицы $\left(\frac{\partial P_j^{HB}}{\partial \delta} \right)^{-1}$ не требует больших затрат времени в силу симметричности и слабозаполненности исходной матрицы.

Расчет потокораспределения для l -х связей при заданных инъекциях в узлах сводится к перемножению элементов соответствующих матриц, то есть:

$$P_l^L = \sum_{j=1}^{n-1} S_{lj} P_j^{HB} = \sum_{j=1}^{n-1} S_{lj} (P_j^H - P_j^{\Gamma}), \quad l = 1, 2, \dots, m \quad (8)$$

Видно, что это выражение соответствует ограничению (6), отражающему электрический режим системы в идеализации по постоянному току.

Показатели балансовой надежности

Показателем надежности любого объекта, и ЭЭС - в частности, называют количественную характеристику одного или нескольких свойств, составляющих его надежность [6]. В математических моделях оценки ПБН ЭЭС необходимо иметь возможность получать такие показатели,

которые могли бы быть использованы для принятия управленческих решений по обоснованию требуемых уровней резервирования в территориальных зонах ЭЭС. Это означает, что система ПБН должна обеспечивать возможность решения всего комплекса задач надежности от оценочных до оптимизационных.

Выбирая показатели, характеризующие балансовую надежность ЭЭС, следует учитывать простые и очевидные рекомендации [6]. Их число по возможности должно быть минимальным и в то же время достаточным для принятия управленческих решений по обеспечению требуемого уровня балансовой надежности на всех уровнях ТЗ и временной иерархии управления. Следует избегать сложных, комплексных ПБН, они должны иметь простой физический смысл и допускать возможность оценки значений различными методами. Выбранные ПБН ЭЭС должны быть достаточно чувствительными к возмущениям (изменениям параметров, характеризующих использование средств обеспечения надежности в отдельных ТЗ), приводящим к снижению или увеличению надежности системы.

В отечественных [6, 8, 11, 13 и др.] и зарубежных публикациях [15, 16 и др.] приведенным рекомендациям наиболее полно отвечают следующие ПБН ЭЭС:

- математическое ожидание годового объема ограничений потребителей в электрической энергии из-за аварийных длительных ремонтов оборудования как для всей ЭЭС целом $M[\Delta W]$, так и для отдельных j -х ОЭС и территориальных зон $M[\Delta W]_j, j = 1, 2, \dots, n$ (за рубежом аналогами являются *EUE* - Expected Unserved Energy или *LOEE* - Loss of Energy Expectation, МВт·ч/год);

- интегральные вероятности появления дефицита мощности ОЭС и ТЗ (J_d) ЭЭС (за рубежом аналогом при определенных условиях является вероятность потери нагрузки (о.е.) (Loss of Load Probability) - *LOLP*;

- среднее число дней дефицита мощности в западной литературе носит название длительности потери нагрузки в сутках в год (Loss of Load Expectation) - *LOLE* [16];

- среднее число часов дефицита мощности в год в западной литературе носит название длительности потери нагрузки в часах (Loss of Load Hours) - *LOLH*.

Первый из перечисленных ПБН относится к именованному, его можно выразить в стоимостном выражении при знании удельных показателей ущерба от ненадежности электроснабжения. С точки зрения рациональности и разумности принимаемых решений по развитию ЭЭС относительные (вероятностные) ПБН более информативны. В зарубежной практике вероятностный показатель *LOLP* обычно определяется как вероятность необеспечения (ограничения) электроэнергией потребителей в течение заданного периода времени⁸. При этом считается, что использование показателя *LOLP* возможно только для достаточно коротких временных периодов (пик нагрузки) с целью выявления характерных чрезвычайных ситуаций. Это в свою очередь приводит к возможности неучета временной хронологии изменения процессов. В отечественной практике широко используемый показатель J_d [12, 13], в отличие от *LOLP* определяется для всего множества возможных временных интервалов изменения нагрузки. На наш взгляд, именно понятийные расхождения отличают эти показатели. В то же время их математическое представление для заранее заданного графика изменения режима электропотребления: суточных максимумов нагрузки в разрезе года (365 равных по времени дискретных изменений $LOLP_{сут}$), или часовых изменений в течение года (8760 равных по времени дискретных изменений $LOLP_{час}$), совершенно идентично и может быть представлено выражением:

$$LOLP_a = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) = \sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^N Q_i p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H), \quad (9)$$

где $Q_i = 1/T$ – вероятность ступени графика нагрузки;

T – число ступеней графика нагрузки (365 сут. или 8760 ч);

a – индекс соответствия применения формулы, при $T = 365$ индекс соответствует суткам, при $T = 8760$ – часам;

$\bar{P}_{ik}^H$, P_{ik}^H – соответственно требуемая и обеспеченная имеющимися генерирующими мощ-

ностями и запасами ПСС нагрузка k -го случайного состояния системы;

p_k – вероятность k -го случайного состояния, в котором наблюдается дефицит мощности в рассматриваемой ОЭС или ТЗОЭС, то есть когда $\bar{P}_{ik}^H > P_{ik}^H$;

N – количество случайных состояний, моделируемых на i -м интервале изменения нагрузки.

Для оценки надежности длительного периода времени (обычно год), за рубежом в основном используются два вероятностных ПБН – *LOLE* и *LOLH*. Остановимся более подробно на вопросе их сопоставления между собой и с показателем интегральной вероятности появления дефицита мощности J_d . Это сопоставление крайне важно в современных условиях, так как затрагивает вопросы применения нормативных значений ПБН, принятых в отечественной и зарубежной практике. Из вышеприведенных соотношений вытекает, что

$$J_d = LOLP_{час} = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) = \sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^N Q_i p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H), \quad (10)$$

Определение этого ПБН в виде J_d осуществляется путем моделирования случайных состояний генерирующей мощности, вызванных аварийными выходами оборудования, для каждого часа суточного изменения нагрузки (24 ступени) по всем 365-ти суткам года или 250-ти рабочим дням. При определении этого вероятностного ПБН многозонной ЭЭС, как правило, используются формы представления режима электропотребления, приведенные на рис. 4, а. Для концентрированной ЭЭС эта форма часто трансформируется в так называемый график нагрузки по продолжительности.

В соответствии с [16] ПБН *LOLE* – оценка математического ожидания случайной величины числа суток в году, для которых суточный максимум ($\bar{P}_{ik}^H$) нагрузки не обеспечивается имеющейся генерирующей мощностью (в выражении (9), когда величина $\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H > 0$), определяется выражением:

⁸ NERC. Reliability Assessment Guidebook, Version 2.1, April 7, 2009.

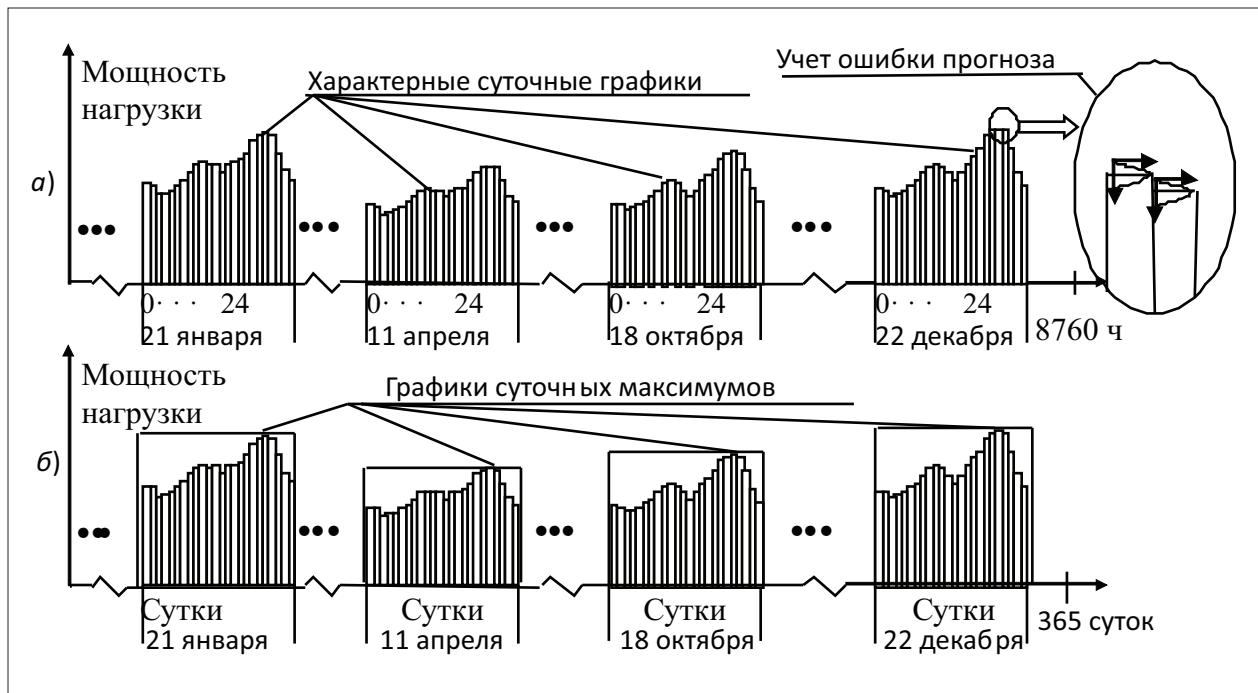


Рис. 4. Формы представления режима электропотребления:
а) часовые суточные графики 365-ти дней года, б) график суточных максимумов всех дней года

$$LOLE = \sum_{i=1}^T t_{i_{\text{сут}}} \sum_{k=1}^N Q_i p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) =$$

$$= \sum_{i=1}^T t_{i_{\text{сут}}} \cdot LOLP = T \cdot LOLP_{\text{сут}}, [\text{сут./год}] \quad (11)$$

В этом выражении $t_{i_{\text{сут}}}$ – длительность i -го интервала в сутках (одни сутки);

T – количество интервалов расчетного периода, обычно 365 суток.

Определение этого показателя требует моделирования случайных состояний генерирующей мощности не для каждого часа суточного изменения нагрузки, а только для его пикового максимального значения [16] (одна ступень суточного графика) по всем 365-ти суткам года (рис. 4, б).

Показатель $LOLH$ – оценка математического ожидания случайной величины числа часов в расчетном году, для которых часовая нагрузка превышает мощность, выдаваемую генерирующими агрегатами в систему, определяется выражением:

$$LOLH = \sum_{i=1}^T t_{i_{\text{час}}} \sum_{k=1}^N Q_i p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) =$$

$$= \sum_{i=1}^T t_{i_{\text{час}}} \cdot LOLP = T \cdot LOLP_{\text{час}} = T \cdot J_{\text{д}} [\text{ч/год}], \quad (12)$$

В этом выражении: $t_{i_{\text{час}}}$ – длительность i -го интервала в часах (один час);

T – количество интервалов расчетного периода, обычно 8760 часов. Представление режима электропотребления в математических моделях для оценки этого показателя аналогично такому при определении вероятностного показателя в виде интегральной вероятности появления дефицита мощности ($J_{\text{д}}$) (рис. 4, а).

Нормативные значения, принятые в СССР, России и развитых странах мира

Введение нормативных значений вероятностных ПБН при планировании развития ЭЭС в СССР можно отнести к середине 60-х годов прошлого столетия. В работе [12] для концентрированной ЭЭС опосредовано была показана взаимосвязь вероятностного ПБН $J_{\text{д}}^{\text{опт.}}$ с экономической характеристикой – ущербом от недоотпуска электроэнергии:

$$J_{\text{д}}^{\text{опт.}} = \frac{3_{\text{Р}}^{\text{уд.}}}{y_{\text{о}} T} \quad (13)$$

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В этом выражении удельные приведенные затраты в генерирующую мощность (z_r^{yl}) принимались равными 5 руб./кВт·год (был учет только амортизации и ремонтов), удельный ущерб (y_0) определялся из отношения ВВП страны к объему выработанной электрической энергии и принимался равным 0,6 руб./кВт·ч. При таких соотношениях получился нормативный показатель $J_d^{opt} = 5 / (0,6 \cdot 8760) = 0,00095 \approx 0,001$ [12]. При этом важно отметить, что в математической модели оценки ПБН график электропотребления принимался в виде графика по продолжительности. Позднее, в 80-х годах прошлого века, в работе [13] была приведена возможность распространения этого норматива на территориальные зоны многозонной ЭЭС. В этот же период времени в методических указаниях по проектированию развития энергосистем, выполненных по аналогии с [7], норматив ПБН J_d^{opt} был принят 0,004 (величина z_r^{yl} была изменена с 5 до 22 руб./кВт·год). Скорее всего, здесь сказался и переход на расчеты многозонных ЭЭС, что заставило, с целью сокращения временных затрат при использовании программных комплексов, перейти на другие формы представления режимов электропотребления. В частности, это форма распространения действия суточного графика нагрузки, характерного для декабря месяца, на весь год (рис. 5).

В то время этот нормативный ПБН удовлетворял требованиям, предъявляемым к общему объему резервирования в ЕЭС СССР. Наверно, по прошествии многих лет можно констатировать, что показатели z_r^{yl} и y_0 в формуле (13) были в какой-то мере экспертно подобра-

ны. В соответствии с данным ОАО «Институт «Энергосетьпроект» (2012 г.), замыкающие затраты в генерирующую мощность ГТУ-КЭС изменялись в пределах от 28 до 43 тыс. руб./кВт, что соответствует их удельному показателю $z_r^{yl} = (3500 \div 5300)$ руб./кВт. Отношения ВВП страны к объему электрической энергии на тот период составляло величину $y_0 = 62$ руб./кВт·ч⁹. В этих условиях величина норматива $J_d^{opt} = (3500 \div 5300) / (62 \cdot 8760) = 0,0065 \div 0,0098$. Так какой же норматив применять сегодня: принятый в действующих методических рекомендациях [7] и новых МУ $J_d^{opt} = 0,004$ или рассчитанный $J_d^{opt} = 0,0065 \div 0,0098 (\approx 0,008)$?

В развитых странах мира минимальная величина резерва мощности от внеплановых изменений параметров также должна соответствовать неким заранее выбранным вероятностным нормативным показателям. На экспертном уровне в США и Западной Европе приняты определенные нормативные значения, приведенных в предыдущем разделе показателей $LOLE$ и $LOLH$, служащие индикаторами принятия решений. В США и Канаде Совет по надежности – NERC проводит ежегодный анализ балансовой надежности на перспективу от 2 до 5 и от 6 до 10 лет. При этом минимальная величина резерва мощности в этих странах должна соответствовать ПБН не выше значения $LOLE = 0,1$ сут./год. Общепринятые стандарты нормативов для некоторых европейских стран [22]: Франция – $LOLH = 3$ ч/год, Великобритания и Нидерланды – $LOLH = 4$ ч/год, Ирландия – $LOLH = 8$ ч/год, скандинавские страны – $LOLP = 0,001$.

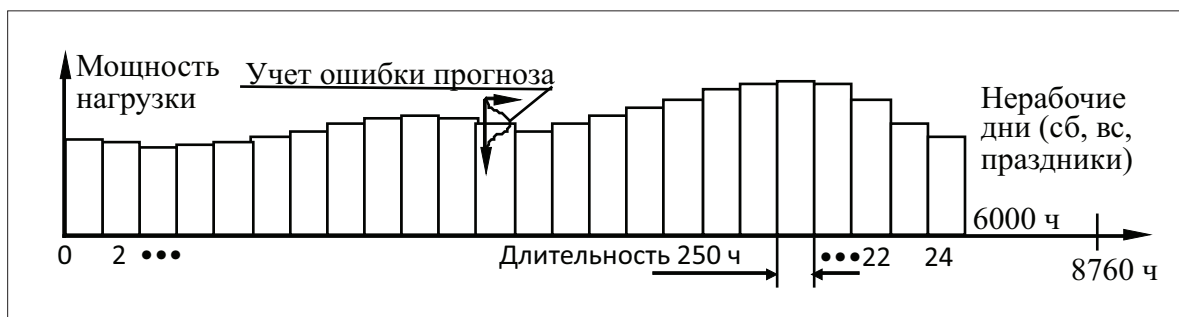


Рис. 5. Представление годового режима электропотребления характерным суточным графиком декабря

⁹ В 2012 г. ВВП составил, примерно, 62,4 трлн руб., при этом примерный объем потребленной электроэнергии составил около 1 трлн кВт·ч.

Теоретические предпосылки к сопоставлению нормативных значений вероятностных ПБН, принятых в России и за рубежом

Вопрос сопоставления ПБН $LOLE$ и $LOLH$ с показателем интегральной вероятности появления дефицита мощности J_d в современных условиях необходим, так как в проекте ТПР ЭЭС и новых МУ критерии принятия решений по обоснованию средств обеспечения надежности в полной мере не решены. В соответствии с выражением (12) показатели $LOLH$ и J_d связываются достаточно простым соотношением:

$$LOLH = 365 \cdot 24 \cdot J_d = 8760 \cdot J_d \quad (14)$$

Рассмотрим возможности сопоставления показателей $LOLE$ и $LOLH$. Казалось бы, что эти показатели можно связать простым соотношением:

$$LOLH = 24 \cdot LOLE \text{ или } LOLE = (1/24) \cdot LOLH \quad (15)$$

В соответствии с определением показателя $LOLE$ [16, 23] сутки считаются дефицитными, когда при моделировании случайных состояний генерирующей мощности, хотя бы на одном из часов графика нагрузки (обычно максимальном) оказалось возможным появление дефицита мощности. При рассмотрении 24-х ступеней суточного графика нагрузки такое может случиться и на одном, и на двух, и на большем числе часов (в пределах 24). При этом вероятностный показатель $LOLE$ остается неизменным и равным по вероятности $(1/365) \cdot q$ (q – вероятность дефицитных состояний, вызванных ненадежностью генерирующего оборудования, на данной ступени графика). В свою очередь, показатель $LOLH$ в первом случае будет $[(1/(24) \cdot (1/365))] \cdot q$, во втором – $[(2/(24) \cdot (1/365))] \cdot q$ и в пределах – $[(24/24) \cdot (1/365)] = [1/365] \cdot q$. Из сравнения этих соотношений видно, что выражение (15) справедливо только для случая, когда при определении показателя $LOLH$ в суточном графике нагрузки учитывается только один час, как правило максимальный, с вероятностью равной $1/24$. Для случая, когда два часа суточного графика влияют на дефицит мощности при определении

показателя $LOLH$, выражение (15) примет вид: $LOLH = 12 \cdot LOLE$ и т.д. В общем виде связь между показателями $LOLE$ и $LOLH$, $LOLE$ и J_d можно представить в виде выражений:

$$LOLH = K \cdot LOLE \text{ или } LOLE = (1/K) \cdot LOLH; \quad (16)$$

$$LOLE = [(365 \cdot 24/K)] \cdot J_d \text{ или } J_d = LOLE / [(365 \cdot 24/K)], \quad (17)$$

где K – коэффициент, характеризующий отношению числа часов в сутках к числу часов, при которых возможен дефицит мощности.

В отечественных публикациях приводится недостаточно корректное выражение $LOLE = J_d^{opt.} = 365 \cdot 0,004 = 1,46$ или $J_d^{opt.} = LOLE / T_p = 0,1/365 = 0,000274$ [24]. Из (16) и (17) видно, что приведенное выражение справедливо для случая, когда при определении ПБН J_d только один час в сутках определяет дефицит мощности. Как показывает опыт, число часов, определяющих дефицит мощности в сутках, колеблется от 4 до 12. Тогда коэффициент $K = 2 \div 6$. Взяв значение $K = 4$, соответствующее 6-ти часам дефицита мощности в сутках, получим следующее соотношение между ПБН $LOLE$ и J_d : $LOLE = 1/4 \cdot 8760 \cdot J_d$ или $J_d = 0,00045 \cdot LOLE$ (при $LOLE = 0,1$ $J_d = 0,000045$).

Подтверждение сказанному выше про численное значение коэффициента K приведено в работе [23]. В ней представлены результаты оценки ПБН для схемы ОЭС Востока, полученные по применяемому в Совете по надежности NERC программному комплексу (ПК) GE MARS. Для 2009 г. $LOLE = 17,8$ сут./год, $LOLH = 87,55$ ч/год, для 2011 г. $LOLE = 2,745$ сут./год, $LOLH = 7,26$ ч/год. В первом случае, для 2009 г., коэффициент $K = 4,92$, во втором, для 2011 г., $K = 2,65$. Дробное значение коэффициента объясняется использованием при моделировании режима электропотребления разных суток (рабочие, воскресные, праздничные дни).

Ошибочное понимание взаимосвязи показателей J_d и $LOLE$, скорее всего, связано с работой И.М. Марковича [12], в которой на стр. 143 приведены следующие рассуждения относительно их связи. «Если исключить из рассмотрения нерабочие дни (воскресенья, субботы

и праздники), считая вероятность дефицита в эти дни равной нулю, то вероятность дефицита 0,001 означает, что в течение длительного периода времени в среднем в один из 1000 рабочих дней произойдет дефицит. Если считать по 250-ти рабочим дням в году, то эта вероятность соответствует приблизительно одному случаю дефицита за 4 года». Такое рассуждение корректно, если считать, что в выражении (16) коэффициент $K = 24$. Тогда $LOLE = (1/24) \cdot LOLH$ или в соответствии с выражением (14) $LOLE = (365 \cdot 24/24) \cdot 0,001 \cdot (250/365) = 0,25$ сут./год, что полностью подтверждает приведенную выше выдержку. Если же коэффициент K взять равным 4-м (6 часов определяет дефицит мощности в сутках) и учитывать только рабочие сутки, то $LOLE = 6 \cdot (1/24) \cdot LOLH = 1/4 \cdot LOLH$ или $LOLE = 250 \cdot 24/4 \cdot 0,001 = 1,5$ сут./год.

Приведенные теоретические выкладки выполнены для одной и той же информационной основы по режимам электропотребления (рис. 2, а и б). Выше упоминалось, что в СССР при переходе в 80-х годах прошлого столетия к оценке ПБН многозонных ЭЭС и изменении индекса нормирования с 0,001 на 0,004 был взят совершенно иной подход в представлении режима электропотребления (рис. 3). В этом случае, в силу совершенно разной информационной обеспеченности по режимам электропотребления, сложно представить какие-то математические выкладки взаимосвязи зарубежных показателей $LOLE$ и $LOLH$ с отечественным вероятностным показателем J_d . Тем не менее в следующем разделе, помимо практической проверки приведенных теоретических выкладок при одинаковом представлении режима электропотребления, делается попытка получения представлений о количественной взаимосвязи зарубежного показателя $LOLE$ и отечественного J_d в рамках существующей в России практики задания режимов электропотребления в виде графика декабрьского максимума, распространенного на все рабочие сутки года (рис. 5).

Практическая проверка результатов

Такая проверка потребовала совершенствования разработанного ранее ПК «Орион» [13]. В модернизированном ПК [18] осуществлена

возможность моделирования почасовых режимов электропотребления 365-ти дней года, как в ПК GE MARS. Поводом к подобной проверке стали обнадеживающие результаты ПБН и средств ее обеспечения, полученные для схемы ОЭС Востока, с использованием этих двух ПК [14, 18, 25]. В качестве объекта исследования рассматривалась ОЭС Северо-Запада, по которой имелся весь спектр исходной информации на уровне 2010 г., представленный специалистами службы перспективного развития ОАО «СО ЕЭС». Для этой ОЭС была проведена достаточно большая серия расчетов оценки ПБН и обоснования средств резервирования для компенсации внеплановых (аварийных) ремонтов генерирующего оборудования и случайных превышений нагрузки из-за ошибок ее прогноза при различных принципах моделирования режима электропотребления. В качестве этих режимов использовались:

1) суточные графики нагрузки по всем 365-ти суткам года без учета ошибки прогнозирования максимума и с ее учетом, описываемой нормальным законом распределения вероятностей со среднеквадратическим отклонением, полученным по известному выражению $\sigma = 5\sqrt{P_{\max}^H}$ (рис. 4, а, справа);

2) годовые максимумы нагрузки, характеризующие только пиковые максимальные нагрузки 365-ти суток года (рис. 4, б);

3) суточные графики нагрузки характерного для декабря дня, в предположении его длительности в течение всех рабочих дней года (рис. 5) без учета ошибки прогнозирования максимума и с ее учетом;

4) суточные графики нагрузки среднего по мощности дня декабря, в предположении его длительности в течение всех рабочих дней года (рис. 5), но с учетом его вероятностного изменения за счет введения понятия нерегулярных колебаний без учета ошибки прогнозирования максимума и с ее учетом.

На рис. 6 приведены зависимости изменения ПБН от величины резерва мощности в ОЭС Северо-Запада для разных графиков режима электропотребления. Зависимости 1 и 2, 5 и 6, 7 и 8 характеризуют изменение показателя J_d при использовании соответственно графиков 1, 3 и 4 без учета ошибки прогнозирования нагрузки

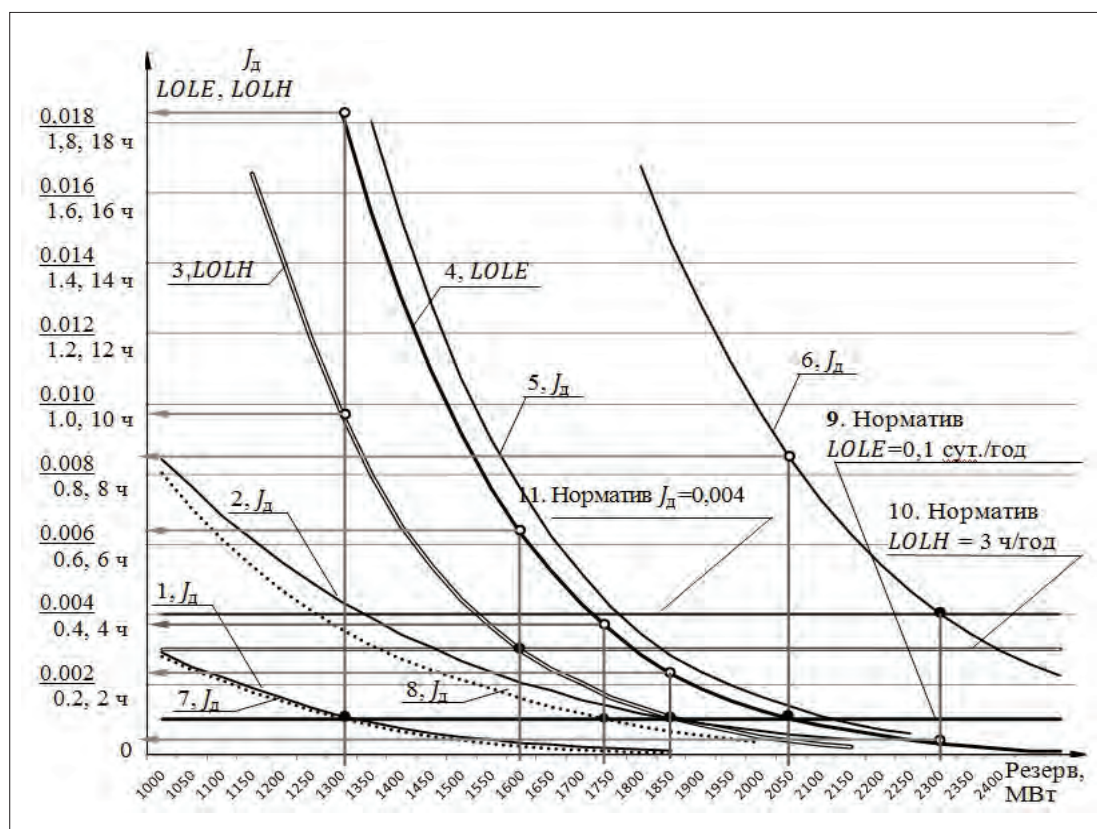


Рис. 6. Зависимости изменения ПБН от величины резерва мощности при различных формах представления режима электропотребления

(зависимости 1, 5, 7) и с ее учетом (2, 6, 8). Зависимость 3 характеризует изменение показателя $LOLH$ при использовании графика нагрузки 1 без учета ошибки прогнозирования. Зависимость 4 характеризует изменение показателя $LOLE$ при использовании графика нагрузки 2.

Для сопоставления ПБН черными кружками на рис. 6 показаны точки пересечения зависимостей изменения ПБН с их нормируемыми значениями в России и за рубежом (линиями 9, 10, 11), а белыми — точки пересечения с другими зависимостями. Это позволяет достаточно легко показать соотношения между различными нормативами надежности при одном и том же резерве мощности. Так, для рассмотренного в предыдущем разделе примера, при нормативе надежности $J_d = 0,001$ (пересечение кривой 1 с линией индекса надежности $J_d = 0,001$, совпадающей с линией 9), показатель $LOLE = 250/365 \cdot 1,83 = 1,25$ сут./год (примерно 5 ч определяют дефицит мощности в сутках). Это ровно в 5 раз превышает величину 0,25 сут./год, полученную

по рассуждениям работы [12], когда только один час определяет дефицит мощности. В тоже время учет ошибки прогноза нагрузки (пересечение кривой 2 с линией 9) приводит к величине показателя $LOLE = 0,23$ сут./год, что хорошо согласуется с работой [12, с. 143] и с материалами, приведенными в работах [14, 18, 25]. Правда, следует отметить, что в этих работах рассматривалась не зависимость 2, а зависимость 8. В этом случае соответствие отечественному нормативу 0,001 достигается при $LOLE = 0,35$ сут./год, что также достаточно хорошо согласуется с работой [12]. На рис. 6 зависимости 7 и 8 приведены для того, чтобы показать хорошее совпадение результатов оценки ПБН при использовании вместо всех 365-ти графиков суточного изменения нагрузки только одного декабрьского.

Следует отметить практическое совпадение зависимостей изменения показателя $LOLE$ (кривая 4) при графике (рис. 4, б) и J_d (кривая 5) при графике (рис. 3), что согласуется с выводами работы [26], выполненной на информационной

основе ОЭС Востока. В новых МУ, как и действующих [7], определение требований к необходимому резерву мощности выполнялось для нормативного значения ПБН $J_d = 0,004$. При этом использовался график декабрьского максимума нагрузки (рис. 5) с учетом ошибки прогнозирования. Пересечение зависимости изменения ПБН, полученной для этого графика (кривая 6), с линией нормативного значения $J_d = 0,004$ (линия 11) соответствует оптимальному значению резерва мощности – 2300 МВт. Это соответствует значению индекса нормирования показателя $LOLE = 0,03$ сут./год. В свою очередь, при таком представлении режима электропотребления, нормируемому за рубежом индексу надежности $LOLE = 0,1$ сут./год (линия 9) должно соответствовать нормативное значение отечественного показателя J_d с величиной 0,0084. Как ни странно, но этот показатель достаточно хорошо согласуется с сегодняшним состоянием экономики нашей страны. Нормируемому в странах западной Европы индексу надежности $LOLH = 3$ ч/год (линия 10), при таком представлении режима электропотребления, соответствовало бы нормативное значение $J_d = 0,032$ (на рис. 6 это не показано).

Проблемные моменты модельного обеспечения задачи оценки балансовой надежности

Информационное обеспечение задачи. В математических моделях оценки ПБН необходимо учитывать приведенные в первом разделе факторы. Их учет требует определенной систематизации имеющейся ретроспективной информации о работе генерирующего и сетевого оборудования. Так, например, определение потребности в плановом ремонтном резерве в 80-90-х годах прошлого столетия в отечественных разработках определялось на основе действующих отраслевых нормативов периодичности и продолжительности отдельных видов ремонтов (капитальных, средних и текущих) для различных серийно выпускаемых генераторов, трансформаторов и ЛЭП. На сегодняшний день эти нормативы устарели и не соответствуют действительности [25]. Аналогичные проблемы и в области информационной обеспеченности задачи оценки ПБН в части фактической и модели-

руемой аварийности генерирующего и электро сетевого оборудования. Следует отметить, что информация о работе основного генерирующего и сетевого оборудования в ОАО «СО ЕЭС» ежегодно собирается, но она требует определенной статистической обработки. Особенно это касается вопросов разделения капитальных и текущих ремонтов с внеплановыми (аварийными) ремонтами. В отчетных данных генерирующих компаний довольно часто внеплановые отключения генераторов электростанций вносятся в разряд плановых, что ведет к завышению нормативов плановых и занижению внеплановых ремонтов. Это указывает на необходимость проведения работ по сбору, статистической обработке и обобщению информации о продолжительности плановых и внеплановых ремонтов генерирующего оборудования электростанций.

Формирование модели расчетной схемы ЕЭС России. Помимо обозначенной информационной базы значительное влияние на ПБН оказывает детализация используемых моделей расчетных схем ЕЭС России. Агрегирование схемы электрических соединений актуализированной расчетной схемы ЕЭС России оказывает существенное влияние на принимаемые с позиций обеспечения балансовой надежности решения. Тем не менее научно обоснованных подходов разделения актуализированной расчетной схемы ЕЭС России на ТЗ сегодня не существует. В 80-90-х годах прошлого века в качестве ТЗ, при обосновании решений по развитию ЕЭС России с учетом фактора балансовой надежности, выступали 7 объединенных ЭЭС ЕЭС России. Реформирование электроэнергетики РФ привело к формированию агрегированной схемы ЕЭС России, состоящей из 40-56 ТЗ, получивших в Федеральном законе № 250 [27], название «зон свободного перетока мощности». Под территориальной зоной надежности должна пониматься некая зона, внутри которой электрическая сеть не ограничивает передачи мощности от электростанций к потребителям (концентрированная система).

Определение территориальных зон зависит от многих факторов и должно соответствовать ряду требований как технологического, так и экономического характера. С технологической точки зрения ТЗ должны обладать свойством

однородности, когда генерирующие мощности и потребители, расположенные внутри них, оказывают одинаковое влияние на все основные системные ограничения. Наиболее сложной, при выделении ТЗ, является задача определения запасов ПСС между ними и в выделенных сечениях. Экономические требования неразрывно связаны с поставленными целями расчета. Например, задача распределения резервов мощности для компенсации внеплановых аварийных ремонтов оборудования определяется их стоимостными соотношениями в выделенных территориальных зонах и связях их соединяющих.

Затраты времени на получение результатов. Задача оценки ПБН и обоснования средств ее обеспечения – резервов мощности ОЭС и ТЗ и запасов ПСС между ними при составлении перспективных балансов мощности и электроэнергии ЕЭС России – требует, помимо большого объема вероятностной информации о состоянии генерирующего и сетевого оборудования, еще и больших объемов вычислений, весьма продолжительного по времени (от часов до нескольких суток в зависимости от поставленных целей). Это обстоятельство приводит к необходимости рассмотрения вопросов возможности и эффективности применения средств параллельных вычислений для решения задачи оценки ПБН. В настоящее время существует большое разнообразие аппаратных средств, позволяющих распараллелить вычислительные процессы. Для решения вычислительных задач большой размерности, как правило, применяют различные по своей конфигурации кластерные системы, однако с точки зрения рассматриваемой задачи более актуально использование широкодоступных

устройств, использующихся в составе настольных систем, а именно – персональных ЭВМ, это, прежде всего, многоядерные центральные процессорные устройства (ЦПУ), а также графические процессорные устройства (ГПУ).

Алгоритм получения ПБН [13, 14, 28] позволяет проведение организации параллельных вычислений в трех направлениях: по состояниям, часам и сезонам. При этом важным является вопрос выбора стратегии распараллеливания с последующей адаптацией на конкретные аппаратные платформы, выявления возможных нюансов реализации и определения итоговой эффективности работы полученной программы. С практической точки зрения процесс адаптации того или иного алгоритма на целевую архитектуру заключается в построении программы с использованием функций, входящих в состав различных вспомогательных библиотек. В настоящее время, применительно к многоядерным ЦПУ с позиций затраченного времени на выполнение процедуры, адаптации наиболее эффективно использование библиотек Open MP¹⁰ и Open CL¹¹. Перечисленные средства являются универсальными с точки зрения использования различных марок центральных процессоров, не зависят от их производителя и спецификаций. Более того, Open CL – новый стандарт для разработки приложений гетерогенных систем. Этот стандарт используется для написания приложений, которые должны выполняться в системе, где установлены различные по архитектуре ЦПУ, ГПУ и платы расширения. Вследствие этого отпадает необходимость использовать различные алгоритмы для систем, основанных на платформах Intel, AMD и других.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баринов В.А., Совалов С.А. *Режимы энергосистем: методы анализа и управления*. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 355 с.
2. Волков Э.П., Баринов В.А. *Методические принципы обоснования развития электроэнергетики в условиях ее либерализации* // Изв. РАН. Энергетика, 2006, – № 6.

3. Воронин Н.И. *Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики* // Надежность систем энергетики: Методические и практические задачи. – Новосибирск: Наука, 2005. – С. 6-20.
4. Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-03 «Об электроэнергетике».

¹⁰ Open MP Quick Reference Sheet. URL: http://www.plutospin.com/files/OpenMP_reference.pdf.

¹¹ NVIDIA Open CL Best Practices Guide Version 2.3, NVIDIA Corporation, 2009.

5. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. Приказ ОАО «РАО ЕЭС России», № 258 от 25.04.2005.
6. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1986. – 252 с.
7. Методические указания по проектированию развития энергосистем (утв. Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). – М.: Минэнерго РФ, 2003.
8. Волков Г.А. Оптимизация надежности электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1986. – 117 с.
9. Иткин Е.А., Шадрин В.А. Построение модели анализа надежности сложной электрической системы с использованием аппроксимирующих кривых для описания случайных величин // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976. – Вып. 12. – С. 44-50.
10. Обоскалов В.П. Оценка показателей балансовой надежности электроэнергетических систем методами вероятностного моделирования // Изв. РАН. Энергетика. 1994. – № 3. – С. 15-20.
11. Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: Европейское измерение // Ю.Н. Кучеров, О.М. Кучерова, Л. Капойи, Ю.Н. Руденко. – Новосибирск: Наука. Сибирская изд. фирма РАН, 1996. 380 с.
12. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.
13. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. – 176 с.
14. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Обеспечение надежности при управлении развитием электроэнергетических систем для условий реформирования электроэнергетики // Изв. РАН. Энергетика. 2008. – № 4. – С. 39-48.
15. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: пер. с англ. / под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
16. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. New York and London, Plenum Press, 1996. 509 p.
17. CIGRE Technical Brochure on Review of the Current Status of Tools and Techniques for Risk-Based and Probabilistic Planning in Power Systems. Working Group 601 of Study Committee C4. – International Conference on Large High Voltage Electric Systems, March 2010.
18. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. – 207 с.
19. Юдин Д.Б., Гольштейн Е.Г. Линейное программирование. – М.: Мир, 1966. – 276 с.
20. Чукреев Ю.Я. Оценка потокораспределения в идеализации по постоянному току в задаче оценки показателей и средств обеспечения надежности ЭЭС / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 65. – Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2015. – С. 430-439.
21. Холмский В.Т. Расчет и оптимизация режимов электрических систем М.: Высшая школа, 1975. – 280 с.
22. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Развитие нормативного и методического обеспечения надежности сложных энергосистем и энергообъединений в условиях либерализованной энергетики // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2010, № 6. – С. 2-11.
23. Расчет вероятностных характеристик потери энергоснабжения в ЕЭС России в целом и ее частях с учетом известных на момент расчета планов развития генерирующих и сетевых мощностей. Проект методических указаний / Научный отчет компании Charles River Associates, Boston Massachusetts 02116, USA. – 2009. – 40 с.
24. Баринов В.А., Маневич А.С., Лисицын Н.В. Перспективы развития ЕЭС России // Вести в электроэнергетике, 2012. – № 2. – С. 3-16.
25. Кучеров Ю.Н., Чукреев Ю.Я. Пилениекс Д.В., Федоров Ю.Г., Чукреев М.Ю. Проблемы методического и информационного обеспечения задачи оценки балансовой надежности схем развития ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 62. – Иваново: ПресСто, 2011. – С. 17-25.
26. Чукреев Ю.Я. Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей ба-

лансовой надежности электроэнергетических систем // Изв. РАН. Энергетика, 2012. – № 6. – С. 27-38.

27. Федеральный закон от 4.11.2007 г. № 250 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» // Вести в электроэнергетике, 2007. – № 6. – С. 11-23.

28. Чукреев Ю.Я., Полуботко Д.В., Чукреев М.Ю. Применение современных средств параллельных вычислений для анализа балансовой надежности электроэнергетических систем при планировании их развития // Программные продукты и системы. 2013, №2(102) – С. 225-231.

Поступила в редакцию
30.04.2015 г.

Yu. Kuchеров, Yu. Chukreev¹²

THE ISSUES OF JUSTIFICATION OF ADEQUACY IN MANAGING THE ELECTRIC POWER GRIDS DEVELOPMENT

The paper presents the methodology of assessment of adequacy of electric power grids for the circumstances of liberalisation of power sector, gives the detailed comparative analysis of Russian and foreign indicators of adequacy and its criterion values, describes the issues of modelling the adequacy assessment of power grids and practical results of research.

Key words: power grid systems, indicators of adequacy, power grid adequacy, random system status, matrix of grid indicators.

¹² Yury N. Kuchеров – Head of Technical regulation department JSC SO UPS, Doctor of Engineering, *e-mail:* kuchеров@so-ups.ru;
Yury Y. Chukreev – Director of Institute for Social-Economic and Energy Issues of Northern Komi SC UB RAS, Doctor of Engineering, *e-mail:* iespn@mail.komisc.ru.

УДК 621.311

Г.П. Кутовой¹

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В СТРУКТУРАХ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ КОМПЛЕКСОВ – АКТУАЛЬНЫЙ ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Определены ключевые проблемы и приоритеты развития территориальных электросетевых комплексов с учетом финансово-экономических интересов и поставщиков, и потребителей электроэнергии. Даны конкретные предложения и выводы по совершенствованию структуры торговли электроэнергией и ценообразованию на нее для конечных потребителей, обеспечению реальной конкуренции производителей электроэнергии на оптовом и розничных рынках электроэнергии с правом выбора для потребителей наиболее выгодного поставщика услуг, созданию эффективных механизмов финансирования нового капитального строительства энергетических объектов и электросетевого хозяйства.

Ключевые слова: электросетевые комплексы (ЭСК), распределенная генерация, надежность электроснабжения потребителей, оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ), территориальные электросетевые комплексы (ТСО), инвестиционный доступ.

Период «вестернизации» отечественной электроэнергетики [1] осуществлялся на протяжении 22-х лет и продолжается в настоящее время. В качестве итогов этого процесса за обозначенный период на основании анализа динамики технико-экономических показателей отрасли [1] можно сказать, что проведенная реструктуризация отрасли и ее приватизация, как необходимые условия перевода отрасли на рыночные принципы хозяйствования, пока не нашли адекватного продолжения реформ в создании действительно конкурентных условий поставок электроэнергии потребителям с механизмами эффективного сдерживания роста цен (тарифов) для конечного потребителя, хотя предложение над спросом по мощности превышает уже 30 ГВт [3] при достаточном уровне резервов в пределах 12-15% от годового максимума нагрузки ЕЭС. Следовательно, потребители электроэнергии в нашей стране за счет цен (тарифов) на электроэнергию содержат свыше 25-30 млн кВт установленных на электростанциях лишних устаревших мощностей и соответственно – десятки тысяч километров линий электропередачи разных классов напряжения для выдачи в сеть и распределения их мощности. По данным Россети [3], по состоя-

нию на начало 2014 г. только невостребованных мощностей, построенных и введенных в действие на распределительных подстанциях для льготных потребителей по их же заявкам, составило 9,5 млн кВт, а если при этом учесть недоиспользованные трансформаторные мощности подстанций промышленных предприятий и других потребителей, то приведенную цифру можно смело увеличить на порядок. Все это, наряду с неадекватно выстроенной структурой оптовой и розничной торговли электроэнергией, обусловили безудержный, ничем не сдерживаемый рост цен (тарифов) на электроэнергию. В настоящее время создалась парадоксальная ситуация, при которой в нашей стране-экспортере топливно-энергетических ресурсов цены (тарифы) на электроэнергию для отечественных промышленных потребителей выше на десятки процентов, чем в странах-импортерах нашего топлива для их потребителей [2]!

Правительство РФ время от времени тормозит рост благополучия энергетиков, замораживая на некоторое время цены (тарифы), но их динамика после «разморозки» быстро восстанавливается, потому что механизмы ценообразования и хозяйствования в отрасли в свое

¹ Георгий Петрович Кутовой – председатель подкомитета тарифной политики и энергоэффективности ТПП РФ, академик РАЕН, профессор, д.э.н., к.т.н., e-mail: GKutovoy@inbox.ru.

время энергетики инициативно узаконили «под себя» и остаются неизменными, а потребители на этом «празднике благополучия» остаются бесправными и вынужденными плательщиками всех «хотелок» энергетиков. Нужно разобраться в причинах такого положения, которое уже давит ценами реальный сектор экономики.

Руководство страны мобилизует силы и резервные средства на реализацию структурной перестройки экономики. В этих условиях энергетика и, в частности электроэнергетика, может и должна стать эффективной составляющей в планах максимального благоприятствования развитию нашей экономики, обеспечивая надежное электроснабжение существующего промышленного сектора и простоту доступа к сети по справедливо сформированным ценам. Сформировалась парадоксальная ситуация, когда наша экономика за 25 постсоветских лет не превысила уровень полезного электропотребления 1990 г., а на строительство и ввод в действие около 40 ГВт генерации, сотен тысяч километров ЛЭП и десятков (около 100) ГВА трансформаторных мощностей из реального сектора экономики были в принудительном порядке изъяты триллионы рублей, которые как раз и необходимы для инновационной реконструкции стареющих производств и технологий в реальном секторе экономики. Итак, представляется актуальным ответить на три вопроса.

1. Что нужно было бы поправить в структуре торговли электроэнергией с внесением соответствующих поправок в ценообразование на электроэнергию для конечных потребителей?

Для ответа на этот вопрос следует отметить следующие обстоятельства. При проектировании и внедрении электронной модели оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), аналогом которой была принята одна из нескольких американских моделей оптовой торговли, прекрасно работающая на территории восьми штатов (PJM), авторами этой инициативы были допущены две принципиальные ошибки: во-первых, вывели на ОРЭМ практически все городские и промышленные ТЭЦ с установленной мощностью свыше 25 МВт со спецификой ценообразования на электрическую и тепловую энергию при комбинированном их производстве, и, во-вторых, недоучли послед-

ствия наличия в ЕЭС России множества ограничений на перетоки электроэнергии мощности по межрегиональным ЛЭП, что не позволяет реализовать свободные договорные отношения между генерацией и покупателями [3].

В то же время на региональных рынках электроэнергии, в рамках территорий субъектов РФ, остались мелкие электростанции и распределенная генерация разного типа, которые не играют пока значимой роли при ценообразовании. Названные факторы обусловили существенно усложненную электронную модель ОРЭМа с искажением ценообразования по алгоритмам маржинального ценообразования на электроэнергию и мощность, превратили ценообразование на электроэнергию в непрозрачную формулу для конечного потребителя.

Поэтому представляется необходимым внести существенные изменения в электронную модель рынка электроэнергии, выведя из состава ОРЭМа все ТЭЦ, и на их базе с участием других промышленных, коммунальных и независимых когенераций организовать местные рынки теплоты и региональные рынки электроэнергии и мощности с правом потребителей и ЭСК заключать прямые договора с местными электростанциями или с поставщиками ОРЭМа, если для потребителей это будет выгодно [4, 5].

Поэтому сегодня стоит очень актуальная задача – необходимо осуществить переход от неоправдавшей себя модели одноуровневого оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМа) к двухуровневому рынку, в котором на первом – верхнем уровне ОРЭМа остаются работать все межрегиональные электростанции ОГК, ГЭС-генерация и АЭС, физической основой для работы которых является ЕНЭС, а на втором – нижнем уровне создаются действительно конкурентные розничные рынки электроэнергии, на которых работают все существующие ТЭЦ соответствующих ТГК, блок – электростанции промышленных предприятий, когенеративные электростанции коммунальной энергетики и разные по мощности и типам оборудования электростанции на ВИЭ.

Критерием оптимальности ценообразования на электроэнергию для конечных потребителей должен стать следующий критерий – максимальный уровень цены на электроэнергию,

поставляемую из системы централизованного энергоснабжения для конечного потребителя, не должен превышать стоимость производства электроэнергии от собственной генерации (когенерации), построенной для самоэнергообеспечения и работающей в синхронизированном режиме с энергосистемой с учетом обеспечения требуемой для потребителя надежностью энергоснабжения.

2. Как обеспечить нормальную конкуренцию производителей электроэнергии на оптовом и розничных рынках электроэнергии с реальным правом потребителей выбирать себе наиболее выгодных поставщиков со справедливой ценой на транспортные услуги электросетевых компаний или строить для себя собственную генерацию?

Для ответа на второй вопрос отметим следующее. Реализация вышеизложенного принципа ценообразования: при функционировании двухуровневого рынка электроэнергии и мощности потребитель должен иметь гарантированное законодательством право выбора варианта покупки электроэнергии по прямым долгосрочным договорам с местными электростанциями соответствующего розничного рынка электроэнергии, и/или у поставщиков с первого уровня – ОРЭМа, и /или построить собственную электростанцию, если это для него выгодно. Именно потребитель сформирует нормальную мотивацию для поставщиков электроэнергии своим правом выбора более дешевых энергоресурсов. Именно в такой парадигме выстраивания торговых отношений, когда потребитель голосует своим рублем за того или иного поставщика энергоресурсов, заработают механизмы конкуренции в сфере генерации.

Особо нужно отметить особенность продажи электроэнергии (мощности) ТЭЦ, которые в настоящее время недогружены по теплофикационному режиму и имеют, соответственно, существенные по величинам так называемые конденсационные хвосты (до 50% установленной мощности теплофикационного оборудования). Дозагрузка конденсационных хвостов ТЭЦ с существенно большими (в 1,5-2,0 раза) удельными расходами топлива на производство электроэнергии – это задача общесистемной оптимизации режимов работы ЕЭС в целом. Для

таких ТЭЦ должно быть предоставлено право участвовать на конкурентных началах на рынке системных услуг ОРЭМа, на котором эти недогруженные свободные мощности ТЭЦ могут быть востребованы для целей регулирования частоты тока, покрытия остропиковой части графика электрических нагрузок энергосистем, графика перетоков мощности по ЛЭП, как горючий резерв мощности в узлах нагрузки и пр.

Представляется, что при такой структуре торговых отношений в электроэнергетике совершенно естественно вписываются и возможности работы для так называемой распределенной генерации разного типа. Единственно кто сегодня заинтересован в развитии малой и средней по мощности генерации так это потребители электро- и теплоэнергии, так как к настоящему времени по своим технико-экономическим показателям малая и средняя электрогенерация не уступает, а по ряду показателей превосходит большую системную энергетику на крупноблочном оборудовании, обеспечивая потребителей дешевой электроэнергией (см. табл. 1).

К достоинствам газопоршневых электростанций, по сравнению с крупноблочной энергетикой, следует отнести:

- поэтапные инвестиции при ограниченных рисках и оптимальной генерации прибыли;
- высокую готовность к пуску и ограниченные требования к резервированию при моноагрегатности станции;
- высокий КПД при режимах частичной загрузки;
- быстрый запуск: 5-10 минут из прогретого состояния до полной нагрузки (против 4-5 часов для блочных ТЭС);
- воздушную систему охлаждения, не требующую воды;
- низкое давление топливного газа;
- график обслуживания оборудования не зависит от числа пусков и остановов агрегатов.

В порядке замечаний можно отметить, что сторонники действующей модели развития крупноблочной системной энергетики считают, что развитие малой и средней по мощности газовой энергетики и так называемой распределенной генерации разрушают системную энер-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Таблица 1

Оценочные технико-экономические показатели малой и средней по мощности газопоршневой генерации по сравнению с показателями крупноблочной системной генерации

Показатели:	Типы генерации			
	Газопоршневые	Крупные систем. эл/блоки		
		АЭС	ТЭС	ГЭС
Номинальная мощность, тыс. кВт	3,9 6,9 8,7 16,6	1150	450	Свыше 100
Уд. расход топлива, кДж/кВт·ч	7817 7753 7737 7616	–	315	–
КПД, %	46,1 46,4 46,5 47,3		42	75
то же с утилизацией тепла	свыше 90%		85%	75%
Охлаждение	воздушное	вода	вода	вода
Уд. капвложения, долл./кВт	1100 -1200	3500	2500	от 3000
Удорожание за счет ВЛ выдачи мощности сеть, %	0		35-40	до 30-40
Цена электроэнергии с учетом э/сетевой составл. в ценах 2014 г. для конечного потребителя, руб/кВт·ч	1,5-1,7		3,5	

Примечание: все приведенные показатели являются оценочными и приняты по материалам разных энергетических компаний.

гетику, уничтожают основу развития ЕЭС России и не обеспечивают реализацию принципа опережающего развития энергетики. Но такие утверждения по меньшей мере несостоятельны хотя бы потому, что преимущественное развитие малой и средней генерации не противоречит развитию ЕЭС России и необходимости опережающего развития энергетики. Но при этом развитие ЕЭС получает новое техническое качество с более благоприятными экономическими показателями для потребителей энергии и существенно уменьшает необходимые капитальные затраты на создание того самого опережения, что позволяет более экономичным способом ответить на возникающий прирост в энергии в адекватные временные сроки темпам прироста энергопотребления.

Итак, можно заключить, что приведенные технико-экономические показатели малой и средней генерации по сравнению с показателями генерации большой системной энергетики свидетельствуют о том, что научно-технический

прогресс в малой энергетике за последние 20-25 лет существенно повысил ее конкурентоспособность настолько, что требует самым существенным образом пересмотреть парадигму построения систем энергообеспечения и энергоснабжения экономики нашей страны в пользу более ускоренного развития когенеративных систем энергоснабжения потребителей в структуре ЕЭС России. А если при этом учесть, что появление в непосредственной близости к потребителям малой генерации существенно повышает надежность электроснабжения потребителей, удаляет сроки строительства новых или реконструкции действующих объектов электросетевого хозяйства территориальных электросетевых организаций (ТСО), то совершенно очевиден экономический смысл конфликта интересов между большой системной энергетикой, с одной стороны, и малой и средней по мощности когенерации с потребителями – с другой. Но если конфликт интересов между генерациями разного типа и мощности представляет собой нормальную

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

конкуренцию за договора с потребителями, то конфликт интересов между ТСО и малой и средней генерацией – это искусственно и законодательно созданный конфликт интересов, который в конечном итоге провоцирует избыточные объемы электросетевого строительства для повышения «надежности» электроснабжения потребителей. Как говорится: любой каприз за ваши деньги! Но такая услуга для потребителей превзошла все разумные пределы. Так, например, доля тарифов на транспорт электроэнергии в структуре конечной цены на электроэнергию за период реформ отрасли с 1992 г. возросла с 18-20 до 50-60% в 2014 г., что в разы превышает соответствующие показатели в развитых зарубежных странах (см. табл. 2).

Эта проблема могла быть решена, если бы снять запрет для ТСО на владение генерацией с установленной мощностью электростанций, например, до 100 МВт, что позволило бы за счет их рационального размещения оптимизировать развитие электрических сетей напряжением до 220-330кВ включительно, увеличить доходы ТСО и не увеличивать, а уменьшить в целом цены на электроэнергию для конечных потребителей. Это одна из первоочередных задач для законодателей и государственных регуляторов отношений в электроэнергетике.

Только интересы потребителей энергоресурсов должны быть определяющими при решении вопросов объективно необходимой новой эпохи реиндустриализации нашей экономики.

Как снять конфликт экономических интересов между сетевыми компаниями и потребителями? Представляется, что решение этого вопроса можно найти, сняв запрет электросетевым компаниям иметь на своем хозяйственном балансе генерацию, например, с мощностью

электростанций до 100 МВт с правом их работы на розничном рынке электроэнергии. Такое решение позволило бы самым радикальным образом снизить тарифы на электроэнергию для местных потребителей, потери в электрических сетях за счет снижения их загрузки, повысить надежность электроснабжения потребителей от электросетевых центров питания. Это все выгоды потребителей, а электросетевая компания в этом случае повысит капитализацию своих активов на фондовых рынках и получит доход и соответствующую прибыль за счет продажи электроэнергии и мощности своих электростанций на рынке электроэнергии.

Еще об одном важном аспекте этой актуальной задачи, который выводит нас на решение проблем Smart Grid и создание интеллектуальных систем. Создание Smart Grid (это модное название перекочевало в нашу терминологию из за рубежа вместо называвшейся еще в советское время кибернетикой электроэнергетических систем) предусматривает активизацию и использование регулировочных способностей как оборудования электросетевых центров питания, так и регулировочно-адаптационных возможностей самих потребителей с управляемой нагрузкой в целях оптимизации режимов работы электроэнергетической системы при гарантированном выполнении производственных задач потребителями. Технические возможности современных средств режимной автоматики в электрических сетях и АСУТП промпредприятий позволяют решать вопросы интеграции автоматизированных систем разных коммерческих организаций для взаимной выгоды. Но наличие в сетевых узлах питания и у потребителей активных элементов в виде электрогенерации открывает для Smart Grid нишу для очень

Таблица 2

Сравнительная структура цен на электроэнергию в разных странах

	Россия				США	Англия	Франция	Япония
Годы	1990	2000	2006	2010	2010	2010	2010	2010
Всего, %	100	100	100	100	100	100	100	100
В том числе:								
э/сеть, %	18	25	32	61	17	26	30	12
производство								
и э/сбыт	82	75	68	39	83	74	70	88

По материалам: АПБЭ, НП «Совет Рынка», Branap.

эффективных экономических решений, так как наличие в электросетевых узлах и центрах питания потребителей генерации не только создаст большие маневренные возможности в самой электроэнергетической системе, но, что не менее важно, создает более стабильные и надежные условия электроснабжения потребителей для выполнения их коммерческих обязательств и производственных программ. Представляется, что наличие множества паузовых систем Smart Grid создаст условия для их синтеза в единую иерархически выстроенную интеллектуальную электроэнергетическую систему.

3. Какие необходимы эффективные механизмы финансирования нового капитального строительства энергетических объектов и электросетевого хозяйства, чтобы они не обременяли реальный сектор экономики излишними ценовыми нагрузками на покупаемые энергоресурсы?

И дело здесь не в том, чтобы поставить вопрос о нецелесообразности инвестирования капитального строительства энергетических объектов за счет потребителей электроэнергии – в конечном итоге для этих целей других источников нет, а речь идет о том, как защитить имущественные права фактических инвесторов развития электроэнергетики – промышленных предприятий (акционерных компаний), которые, собственно, являются центрами экономического роста и базой социально-экономического развития страны. Сегодня государство изыскивает финансовые средства для поддержки развития предпринимательства в промышленном секторе экономики за счет бюджета и резервного фонда развития и в то же время изымает у тех же предприятий (акционерных компаний) триллионы рублей для финансирования капитального строительства фактически ненужных для потребителей электроэнергии крупных электростанций и электрических сетей.

Чем же отличается наша действительность от нормально работающей конкуренции энергокомпаний в развитых зарубежных странах? Рассмотрим несколько основных факторов в модели рыночных отношений в нашей электроэнергетике.

За все 25 лет постсоветского периода все стратегические прогнозы развития электроэнергетики на базе социально-экономических про-

гнозов Минэкономразвития России, а их было представлено Правительству РФ для одобрения около десятка, грешили, как показала фактическая реальность, в двух основных факторах: во-первых, в слишком оптимистическом прогнозе темпов роста электропотребления, которые в разы превышали соответствующие потребности в строительстве и вводе новых генерирующих мощностей с соответствующими объемами электросетевого строительства, и, во-вторых, предлагали продолжение советского тренда развития электроэнергетики на базе строительства крупноблочных АЭС и электростанций в основном на газовом топливе, *вместо крупномасштабной инновационной программы реконструкции и модернизации действующих электростанций с адекватной программой электросетевого строительства и создания малой и средней по мощности когенерации в центрах прироста спроса на электро- и теплоэнергию.*

Такая энергетическая стратегия сформировала неверную целевую задачу опережающего развития электроэнергетики и Правительство РФ, опасаясь образования дефицита энергетических мощностей, приняло беспрецедентное решение – обязало ОГК и ТГК выполнять завышенную, как казалось, инвестиционную программу энергетического строительства без адекватного динамики спроса на энергоресурсы вывода из работы неэффективных старых мощностей на действующих электростанциях. Этим обстоятельством непременно воспользовались упомянутые энергокомпании и добились у правительства гарантий возврата своих собственных и привлеченных финансовых средств для капитального строительства электростанций за счет введения обязательных платежей потребителями электроэнергии по так называемым договорам поставки мощности (ДПМ) [7].

Это «идеальное» решение позволило переложить все финансово-экономические риски энергокомпаний на промышленных потребителей и снять практически всякие ограничения на стоимость капитального строительства энергообъектов. Что касается необходимости развития малой и средней по мощности генерации адекватного приросту спроса на электроэнергию в центрах экономического роста, то Минэнерго России продолжает не видеть эту проблему и

не предлагает каких-либо мер по упорядочению нормативно-правовой базы в этой области. Представляется, что первоочередными мерами упорядочения пока стихийного строительства малой и средней по мощности когенерации могли бы стать:

- механизмы заинтересованности действующих генерирующих (ОГК и ТГК) энергокомпаний в строительстве вместо крупноблочных электростанций когенеративных электростанций для промышленных предприятий и коммунальной энергетики на паевых началах или на условиях энергосервисных контрактов;
- снять запрет на владение генерацией для электросетевых компаний, что позволило бы им строить электростанции на так называемых конечных электросетевых центрах питания вместо строительства дублирующих электросетей для повышения надежности электроснабжения потребителей.

Это сняло бы конфликт интересов между электросетевыми компаниями и распределенной генерацией, так как доходы от продажи электроэнергии и мощности генерации формировали бы необходимую валовую выручку сетевой компании.

4. Каким механизмом можно гармонизировать экономические интересы и законные права электросетевых компаний и потребителей электроэнергии при решении вопросов технологического доступа к сети?

Технологический доступ новых потребителей электроэнергии к сети в настоящее время вызывает наибольшее количество нареканий со стороны предпринимателей, хотя за последний год проделана существенная успешная работа со стороны АСИ по регламентированию Дорожной карты доступа к сети. Вопрос остается актуальным в силу не только технических и юридических особенностей задачи, но, что не менее важно, и по причинам более глубоким – каким должен быть механизм финансирования развития электросетевого хозяйства, как должна формироваться и финансироваться программа капитального строительства электросетевых объектов?

Представляется, что решение вопросов развития электрических сетей для технологиче-

ского присоединения новых промышленных предприятий и/или увеличения электропотребления (нагрузок) действующих предприятий лежит в области формирования нормальных недискриминационных рыночных отношений между независимыми хозяйствующими субъектами энергетического рынка – акционерными электросетевыми компаниями и акционерными компаниями-электропотребителями. Нужно в нормативно-правовом отношении определиться в том, что развитие электрохозяйства для перспективного прироста электропотребления (нагрузок) должно осуществляться или за счет привлекаемых кредитных ресурсов с рынка капиталов, и/или за счет средств присоединяемых к сети новых потребителей, которые в этом случае становятся инвесторами электросетевой компании со всеми вытекающими из этого обстоятельства правами и обязанностями для обеих сторон.

Еще раз отметим, что все инвестиционные и другие финансовые риски по реализации проектов электросетевого строительства ЭСК переложены на существующих потребителей электроэнергии независимо от того увеличивают они свое электропотребление или снижают его за счет энергосбережения. В конечном итоге ответом на поставленный вопрос о причинах роста тарифов на транспорт электроэнергии является главным образом *неоправданное для существующих потребителей электроэнергии включение в тарифы на транспорт завышенной инвестиционной составляющей на развитие электросетевого хозяйства.*

Означает ли это, что нужно отказаться от разработки схем развития и размещения энергетических объектов и электросетевого хозяйства? Конечно, нет. Эта работа наконец-то вернула хотя бы элементы планового начала в развитии энергетики, чего не было и не доставало более 15 лет постсоветского периода. Без прогнозирования и планирования оптимального развития ЕЭС нельзя обеспечить энергетическую безопасность и надежное энергоснабжения страны.

Но вместе с тем совершенно очевидно, возникает предложение не включать инвестиционную составляющую в НВВ ЭСК и, следовательно, в тариф на транспорт электроэнергии для существующих потребителей. С таким предложением выступило Минэкономразвития РФ, признав

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

целесообразным финансировать развитие электросетевого комплекса за счет только заемных средств, не пересматривая весь механизм формирования инвестиционных программ. Отмечая рациональность такого механизма, следует сказать, что в этом случае сохраняются два из трех недостатка существующего механизма ценообразования: во-первых, остается сложившаяся практика формирования инвестиционных программ ЭСК с ее рисками для потребителей (это плохо), правда, с подключением к анализу ее эффективности кредитной организации в качестве заинтересованной организации (это хорошо); во-вторых, существующие потребители все же обременяются необходимостью оплачивать проценты за кредит и возвращать тело взятых ЭСК кредитов за счет тарифов на транспорт электроэнергии (это плохо). Таким образом, в итоге существующий потребитель заплатит больше, чем сумма, которую он бы заплатил при прямом финансировании строительства электросетевых объектов за счет инвестиционной составляющей в тарифе. Такой механизм финансирования новостроек может быть выгодным лишь при низких процентных ставках на кредит.

К почти аналогичному выводу пришло и руководство ОАО «Россети», когда генеральный директор О.М. Бударгин на круглом столе по развитию электросетевого комплекса 24.03.2014 г. заявил: *«Мы не понимаем, почему сегодня тот тариф, который мы получаем, в первую очередь распространяется на будущих потребителей. Мы сегодня снижаем программу модернизации, ремонтов, потому что есть требования строить новые сети. И не те, которые нужны нам для надежности... Считаю, что сегодня тариф должен работать только на действующих потребителей. А средства, которые необходимы для развития, должны изыскиваться от тех, кто требует этого развития – или регион, или федеральные программы»*. Нельзя не согласиться с такой позицией, но почему «регион, или федеральные программы»? Разве региональный или федеральный орган может видеть пообъектно всю перспективу на 5-10 лет? А почему не поставить задачу более правильно – *средства на развитие должны привлекаться от тех, кто требует этого развития*.

Что касается позиции ФСТ России – федерального органа исполнительной власти в области регулирования стоимости услуг естественных монополий, то названная организация, видимо, предпочитает практиковать порочные методы индексации тарифов и РАВ-регулирование, не взирая на их последствия. Поэтому, соглашаясь с предложениями Минэкономразвития России и «Россети», предлагается для рассмотрения компромиссный рыночный вариант финансирования развития распределительных сетей, в основе своей базирующийся на следующих принципиальных положениях:

- в тарифы на транспорт электроэнергии не должна включаться инвестиционная составляющая для финансирования развития действующей сети (кроме объектов для повышения надежности работы сети) в целях обеспечения технологического доступа к сети новых электропотребителей;
- финансирование развития электросетевого хозяйства и объектов, необходимых для технологического доступа к электрической сети новых электропотребителей, должны осуществляться за счет заемных средств с рынка капитала и инвестиционных ресурсов потребителей-заявителей (инвестиционный доступ к сети);
- для мелких потребителей электроэнергии с общей электрической нагрузкой, например, до 150кВт доступ к электрической сети финансируется за счет заемных средств электросетевой компанией;
- для более крупных потребителей с электрической нагрузкой, например, свыше 150 кВт – реализуется инвестиционный доступ к электрической сети, позволяющий осуществлять ее адекватное развитие за счет самих заинтересованных инвесторов – новых потребителей электроэнергии.

Что понимается под «инвестиционным доступом» к электрической сети крупных электропотребителей? Разрабатываемые и утверждаемые схемы развития и размещения энергетических объектов и электрических сетей не должны директивно превращаться в инвестиционные программы ЭСК, так как это связано с высоким риском формирования отрицательных по-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

следствий для всей экономики. Названные схемы должны служить авторитетной экономически обоснованной информационной базой для предпринимателей в разных сферах бизнеса для правильного построения своих частных бизнес-планов с адекватным учетом стоимости энергетических затрат.

Только этим выводом значение разрабатываемых схем не ограничивается. Они должны выполнить еще одну очень важную функцию – сформировать объективную информацию об удельных показателях стоимости электро-снабжения и энергообеспечения прироста электрических нагрузок и электропотребления по территории каждого субъекта РФ в рассматриваемом периоде времени. Это очень важный показатель, который открывает возможность определиться:

а) с необходимым объемом инвестиций, адекватных решению вопросов доступа к электрической сети всех новых электропотребителей;

б) удельной стоимостью (руб./кВт) присоединения новых потребителей к электрической сети в рассматриваемом временном периоде.

В условиях акционерной формы хозяйствования и электросетевой компании, и электропотребителей показатели удельной стоимости приращения развития сети на единицу прироста электрической нагрузки новых потребителей открывают возможность для сетевой компании через эмиссию и продажу так называемых инфраструктурных облигаций привлечь деньги присоединяемых к сети потребителей в качестве инвесторов без обременения тарифов на транспорт электроэнергии для уже существующих потребителей.

Очевидно, что стоимость пакета инфраструктурных облигаций, покупаемого каждым присоединяемым к сети потребителем-инвестором, будет пропорциональна заявленной для присоединения к сети электрической нагрузке. Таким образом, объем эмиссии инфраструктурных облигаций и их стоимость как раз и должны определяться в схемах развития, или на их основе, на определенный расчетный период времени и продаваться всем новым потребителям электроэнергии, заявляющим о своем желании присоединиться к электрической сети на территории конкретной ЭСК.

На заявленную максимальную для своего бизнеса электрическую нагрузку (мощность)

заявитель-потребитель обязан будет купить определенное количество инфраструктурных облигаций и тем самым обеспечит ЭСК финансовыми средствами для необходимого электро-сетевого строительства и технологического доступа к сети. В этом случае новый потребитель электроэнергии становится инвестором развития ЭСК и его права, как инвестора, должны быть защищены действующим законодательством. Он может распорядиться своим пакетом облигаций по своему усмотрению вплоть до продажи их на рынке ценных бумаг, вернув тем самым деньги в сферу своего бизнеса.

Важно при этом отметить, что финансирование объектов внешнего электроснабжения новых потребителей по любому варианту не должно затрагивать тарифы на транспорт электроэнергии для существующих потребителей.

Выводы и предложения

1. В настоящее время имеется достаточно экономических оснований устанавливать стабильные значения тарифов на транспорт электроэнергии для уже существующих и присоединенных к сети электропотребителей на период до пяти лет с возможной их корректировкой не ранее чем через три года.

2. Предложение Минэкономразвития РФ финансировать развитие распределительного электросетевого комплекса за счет заемных средств рационально принять в части финансирования развития сетей для подключения к сети мелких потребителей социального значения и льготимых потребителей малого бизнеса (с максимальной нагрузкой до 150кВт).

3. Для крупных потребителей, подключаемых к электрическим сетям по индивидуальным проектам, финансирование развития электрической сети для присоединения новых потребителей рационально принять по варианту инвестиционного доступа к сети за счет средств новых потребителей – инвесторов. Для чего проработать механизм эмиссии инфраструктурных облигаций для каждой ЭСК с учетом продажи этих облигаций новым потребителям в объемах, обеспечивающих строительство необходимых электросетевых объектов для подключения к сети заявленных потребителем электрических нагрузок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кутовой Г.П. Некоторые итоги «вестернизации» отечественной электроэнергетики в постсоветский период. URL: <http://www.portalenergo.ru>.
2. Протокол совместного заседания Бюро Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН, ИС РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и НТК НП «НТС ЕЭС» по теме: Оценка состояния рынка электроэнергии и пути его совершенствования. 18.04.2013, Москва.
3. Грачев И.Д., Дьяков А.Ф. Обращение к главам субъектов Российской Федерации // Региональная энергетика и энергосбережение, № 1, 2015.
4. Скарлыгина Н., Фомичева А. // Коммерсантъ. URL: <http://np-ace.ru/news/powerindustry/520/>.
5. Кутовой Г.П., Кузьмин В.В. О мерах по развитию конкуренции на розничных рынках электроэнергии и услуг ЖКХ // ЭнергоРынок, 2012, № 10(105).
6. Конкурентная среда на рынке газотурбинного оборудования малой мощности // Академия энергетики, № 1(63), 2015.
7. Русских Е. Доклад на конференции «Инвестиционные проекты ТЭК. Аспекты финансирования инвестиций и лизинга энергетического оборудования» // Академия энергетики, № 1(63), 2015.

Поступила в редакцию
28.04.2015 г.

G. Kutovoy²

**DISTRIBUTED GENERATION IN STRUCTURES OF TERRITORIAL
POWER GRID – ACTUAL FACTOR OF INCREASING THE RELIABILITY
OF POWER PROCUREMENT SYSTEMS**

The paper defines the key issues and priorities of territorial power grid development with consideration of financial and economic interests of suppliers and customers of electric power. The paper presents specific propositions and conclusions on updating the structure of power trade and pricing of power for end consumers, ensuring of real competition of power producers on wholesale and retail power markets with the real possibility of choice for consumers of the most advantageous supplier, creation of the effective mechanisms of financing of the new construction of energy facilities.

Key words: power grid complexes, distributed generation, reliability of energy procurement, whole sale market for energy and capacity, territorial power grids, investment access.

² Georgy P. Kutovoy – Chairman of Subcommittee of Tariff policy and Energy Efficiency of CCI of RF, RAEN Academician, Professor, Doctor of Economics, PhD in Engineering, e-mail: GKutovoy@inbox.ru.

УДК 621.311

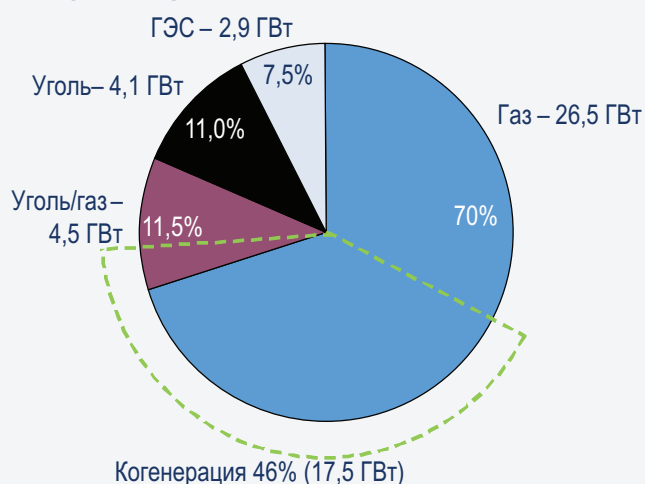
П.О. Шацкий¹

ИЗМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РЫНКА МОЩНОСТИ – КАК УСЛОВИЕ СОХРАНЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ²

Слайд 1

Планы реформирования ОРЭ-2016 могут привести к пересмотру структуры генерации «Газпром энергохолдинга» и рынка в целом

Структура установленной мощности «Газпром энергохолдинга» оптимальна



Сбалансированная структура мощности позволяет:

- Диверсифицировать топливный баланс
- Гибко менять доли использования разных видов топлива в зависимости от температуры, цены и прочих факторов
- Оптимизировать вопросы теплоснабжения за счет комбинированной выработки

Результаты КОМ-2015 и планы реформирования ОРЭ-2016 могут привести к серьезному пересмотру приоритетов и структуры генерации как компании, так и рынка в целом

ИЗМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РЫНКА МОЩНОСТИ – КАК УСЛОВИЕ СОХРАНЕНИЯ
НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ

¹ Павел Олегович Шацкий – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром энергохолдинг». e-mail: p.shackiy@gazenergocom.ru

² Презентация доклада на Московском международном энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке». 20 апреля 2015 г., Москва.

Основные изменения модели КОМ-16, предлагаемые Минэнерго РФ

- Вводится коэффициент надежности (0,7 при неготовности более 0,1 и КИУМ ниже 30% и 1,0 в иных случаях)
- Технические требования, использовавшиеся в КОМ-15 (старше 55-ти лет и 9 МПа и менее), сохраняются. Минимальный КИУМ увеличивается с 8 до 30%
- Во всех ЗСП КОМ проводится по единым правилам, без price-cap (макс. цена). Расчет цены ЗСП производится с учетом цены, сложившейся по ценовой зоне и срезки 85%
- Величина price floor (мин. цена), адекватная УПЗ на поддержание генерирующих мощностей, не зафиксирована. В текущей редакции «Правил...» минимальная цена на мощность установлена в размере 50-55 тыс. руб., чего недостаточно для покрытия условно-постоянных затрат.
- Изменяется порядок определения объема располагаемой мощности ГЭС, который заявляется в КОМ (заявка по критерию минимальной водности) с учетом коэффициента надежности
- Для ВГ «по теплу» на 2016 г. и 2017 г. цены на мощность замораживаются на уровне 2015 г.

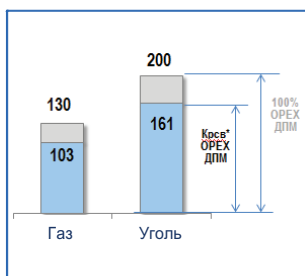
ИЗМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РЫНКА МОЩНОСТИ – КАК УСЛОВИЕ СОХРАНЕНИЯ
НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ

Сравнение уровней price-cap и price floor

Ценовые параметры
(цена на мощность) в 2015 г.:



ОРЕХ ДПМ для 1-й ЦЗ :



Динамика price-cap для 1-й ЦЗ :



Величина price floor, адекватная УПЗ, не установлена

(предлагаемый Минэнерго РФ уровень 50-55 тыс. руб.).

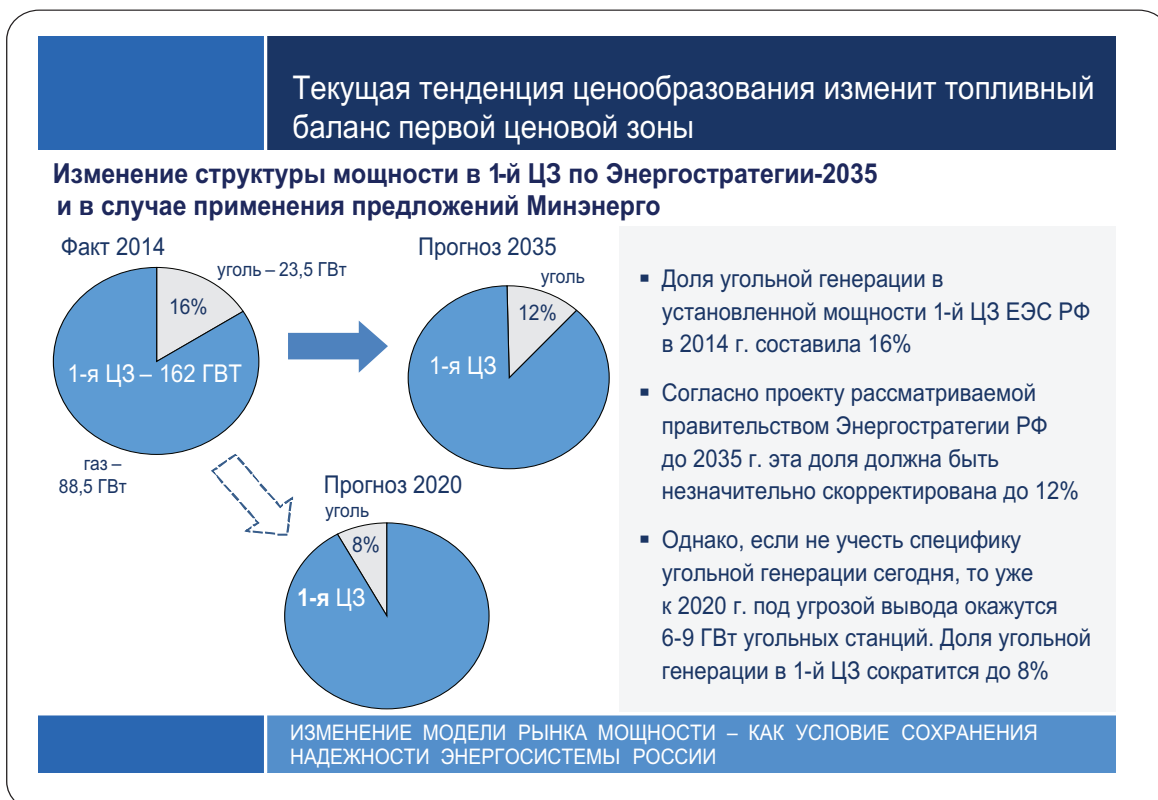
Минимальный price floor должен быть установлен на уровне ОРЕХ ДПМ:

- для газовой генерации 103 тыс.руб./ МВт*мес.
- для угольной генерации 160 тыс.руб./ МВт*мес.

Price-cap на 2015 г. по 1-й ЦЗ – 133 тыс.руб./ МВт*мес., с учетом ИПЦ – 168 тыс.руб./ МВт*мес.

ИЗМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РЫНКА МОЩНОСТИ – КАК УСЛОВИЕ СОХРАНЕНИЯ
НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ





Возможные варианты, альтернативные предложению Минэнерго РФ

- «Заморозка» итогов КОМ-15
- Сохранение структуры ЗСП и принципов ценообразования по ним в 2016 г. + агрессивный вывод и консервация мощностей

ИЗМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РЫНКА МОЩНОСТИ – КАК УСЛОВИЕ СОХРАНЕНИЯ
НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ

Изменение модели ценообразования Вариант № 1

- ✓ «Заморозить» итоги КОМ-15 и пролонгировать их на 2016 г., включая продление присвоенного статуса «вынужденных по теплу» и «вынужденных по электрике»

Генераторы обеспечивают частичную компенсацию избытка предложения, в том числе:

- до конца 2015 г. – вывод из эксплуатации (3-5 ГВт)
- в течение 2016 г. – оплачиваемую консервацию не востребовавшего генерирующего оборудования (еще порядка 5-6 ГВт)

Итого за 2015-2016 гг. с рынка могут быть выведены суммарно 8-11 ГВт

- ✓ Отказаться от введения привязки РД к неотобраным в КОМ и получившим статус ВГ

ИЗМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РЫНКА МОЩНОСТИ – КАК УСЛОВИЕ СОХРАНЕНИЯ
НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ

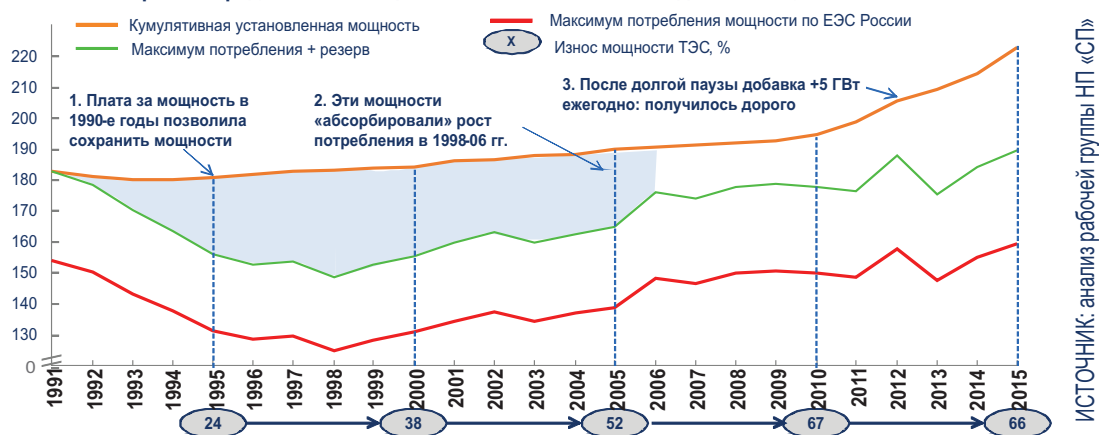
Изменение модели ценообразования Вариант № 2

- ✓ **Сохранить структуру ЗСП и принципы ценообразования по ним в 2016 г.**
При этом обеспечить индексацию величины price-sar в ЗСП с price-sar (с учетом прогнозного ИПЦ, а также частичной компенсации накопленного отставания темпов роста price-sar от темпов роста реальной инфляции (ИПЦ прошлых периодов))
- ✓ **Исключить срезку 85% в ЗСП без price-sar как неактуальную в условиях избытка предложения**
- ✓ **Обеспечить учет специфики угольной генерации** путем установления повышающего коэффициента в размере 1,5-1,6 к цене КОМ по ЗСП
- ✓ **Обеспечить установление price floor для угольной и газовой генерации, обеспечивающим минимально-допустимый уровень компенсации УПЗ** (как минимум в размере OPEX ДПМ с учетом КРСВ)
- ✓ **Реализовать механизм вывода и консервации, аналогичный указанному для варианта №1, суммарной установленной мощностью 8-11 ГВт**

ИЗМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РЫНКА МОЩНОСТИ – КАК УСЛОВИЕ СОХРАНЕНИЯ
НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ

Уроки бизнес-циклов 1990–2000-х, прогнозы 2015–2020-х гг.

Изменение спроса и предложения мощности ЕЭС России за последние 25 лет, ГВт



При выборе варианта № 2 мы получим новый КОМ с агрессивными трендами вывода и консервации до конца 2016 г. более 15 ГВт мощности. Но в случае восстановления спроса на электроэнергию в 2018-2020 гг. безболезненное наращивание ее производства, по примеру 2000-2005 гг., будет невозможно

ИЗМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ РЫНКА МОЩНОСТИ – КАК УСЛОВИЕ СОХРАНЕНИЯ
НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ

УДК 620.9:338

Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов, О.В. Мазурова¹

ОЦЕНКА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ВАРИАНТОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ²

Предлагается методический подход для оценки сравнительной эффективности и рискованности вариантов энерго- и топливоснабжения основных потребителей (котельные, электростанции, транспорт и др.) с использованием метода Монте-Карло. Особенностью данного подхода является совмещение оценки ценовой эластичности спроса на энергоносители с оптимизацией энерго- и топливоснабжения региона. При этом эластичность определяется отдельно для разных групп потребителей рассматриваемого региона с учетом так называемого «потребительского эффекта» – влияния вида и качества топлива на технико-экономические показатели потребителей. Приводятся результаты прогнозных расчетов для некоторых регионов России в предполагаемых условиях энерго- и топливоснабжения на период 2020-2025 годов.

Ключевые слова: прогнозирование, неопределенность, метод Монте-Карло, системы топливоснабжения, инвестиционные риски, цены на энергоносители, конкурентоспособность топлива, эластичность, энергоснабжение региона.

Введение

Обоснование направлений развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) региона и входящих в него отраслевых систем – сложный многоэтапный процесс, охватывающий вопросы принятия решений на всех стадиях: от добычи (производства) топливно-энергетических ресурсов, их преобразования и транспортировки до конечного потребления. Целью такого обоснования является выбор такого варианта развития энергетики, который обеспечивал бы эффективное и надежное топливо- и энергоснабжение потребителей в регионе.

Прогнозные исследования возможного и эффективного развития энергетики регионов и крупных энергетических компаний затрудняются неопределенностью будущих условий (таких, например, как изменение ресурсного потенциала, экспортной политики, направлений научно-технического прогресса и др.), растущей с увеличением протяженности рассматриваемой перспективы и с усложнением ценовых и производственных взаимосвязей экономики и ТЭК. Все большую актуальность приобретают про-

гнозные исследования, связанные с тенденцией усиления влияния ценового фактора на развитие ТЭК и ростом неопределенности прогнозов конъюнктуры на региональных энергетических рынках.

Наиболее распространенным в нашей стране способом уменьшения неопределенности является привязка прогнозов ТЭК к сценариям развития экономики России и конъюнктуры мировых энергетических рынков, при этом, как правило, рассматриваются не более трех-четырёх сценариев [например, 1-3]. Однако, как показывает международный опыт прогнозных исследований, основным способом уменьшения неопределенности будущих условий и оценки влияния различных факторов становится увеличение количества используемых сценариев с проведением многовариантных расчетов³, а также выделением для самостоятельного решения важных задач, требующих особого внимания к объективной неоднозначности используемых исходных данных [5-7]. Методы решения такого рода задач хорошо известны, однако проблема возникает в том случае, когда велико количество исходных данных, задаваемых интервала-

¹ Елена Васильевна Гальперова – ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, к.т.н., e-mail: galper@isem.sei.irk.ru;

Дмитрий Юрьевич Кононов – старший научный сотрудник ИСЭМ СО, к.т.н., РАН, e-mail: dima@isem.sei.irk.ru;

Ольга Васильевна Мазурова – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, к.т.н. e-mail: ol.mazurova@yandex.ru.

² Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (Проект № 13-06-00303-а).

³ Например, в прогнозах разработанных Министерством энергетики США на перспективу 25-30 лет количество сценариев достигает 30 [4].

ми своих значений, а о характере вероятного их распределения внутри этих интервалов нет однозначной гипотезы [8, 9].

В данной работе решаемая задача формулируется следующим образом: определить наиболее эффективный, с точки зрения рассматриваемой группы потребителей, вариант удовлетворения заданного спроса на продукцию крупных потребителей (например, объемов производства электрической и тепловой энергии) в зависимости от масштабов и характера неопределенности будущих условий и региональных особенностей и получить прогнозные оценки ценовой эластичности спроса. В таких задачах известны только приближенные параметры технологий, возможности энергосбережения и замещения энергоносителей, гипотеза уровней цен на конкурирующие энергоносители и др. Важность таких количественных оценок осознана и отражена, в частности, и в материалах, обосновывающих новую Энергетическую стратегию России до 2035 г. [10]. На стадии ее разработки требуется оптимизировать спрос на энергоносители в региональном и общероссийском срезе в зависимости от ожидаемой динамики изменения цен на энергоресурсы, конкуренции энергоносителей, технологий, экологического и других факторов.

Предлагаемый методический подход

В настоящее время в ИСЭМ СО РАН⁴ разрабатывается поэтапный подход к прогнозированию конъюнктуры региональных энергетических рынков, сочетающий прогнозирование цен на энергоресурсы с имитацией поведения поставщиков (энергетических компаний) и крупных потребителей (электростанций, котельных, промышленности, транспорта и др.) в зависимости от изменения цен на энергоресурсы, технико-экономических, экологических и других показателей и возможных ограничений на поставку топлива и энергии в регион.

Для выбора вариантов топливоснабжения и оценки ценовой эластичности спроса на топливо разработан модельно-программный комплекс, состоящий из имитационной модели прогнозирования цен на топливо [11, 12] и набо-

ра моделей имитационных стохастических статистических (МИСС) разных групп потребителей (рис. 1). Критерием экономической эффективности в моделях является минимальная стоимость продукции, производимой потребителем топлива. Экспертно оцениваются и задаются диапазоны возможных значений (от минимального до максимального) требуемых технико-экономических и ценовых показателей, а также характер распределения их вероятных значений внутри заданных диапазонов.

Выбор топлива в прогнозных расчетах ТЭК регионов взаимосвязан с выбором структуры, размещения и технологий новых производственных мощностей. Поэтому задача оценки потребностей в том или ином топливе, например, новых электростанций или котельных в рассматриваемом регионе решается одновременно с оптимизацией структуры генерирующих мощностей. Для этого проводится серия модельных экспериментов (сотни испытаний методом Монте-Карло), каждый из которых представляет собой генерацию возможных к реализации неопределенных исходных данных в соответствии с их вероятностными характеристиками, для задания которых используется функция бета-распределения:

$$Fx(a, b, \alpha, \beta) = (x-a)^{\alpha-1}(b-x)^{\beta-1}/B(a, b, \alpha, \beta),$$

$$\text{где } B(a, b, \alpha, \beta) = \int_a^b (x-a)^{\alpha-1}(b-x)^{\beta-1} dx;$$

a, b – границы диапазона неопределенности;
 $\alpha, \beta > 0$ – числовые параметры, определяющие характер распределения величин внутри диапазона.

Вариация параметров α и β позволяет генерировать случайные величины с самыми разными типами статистических распределений (равномерным, нормальным, логнормальным, показательным и т.д.).

Особенностью данного подхода является совмещение оценки ценовой эластичности спроса на энергоносители с оптимизацией энерго- и топливоснабжения региона. При этом эластичность определяется отдельно для разных групп потребителей рассматриваемого региона с учетом так называемого «потребительского эффек-

⁴ Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева.

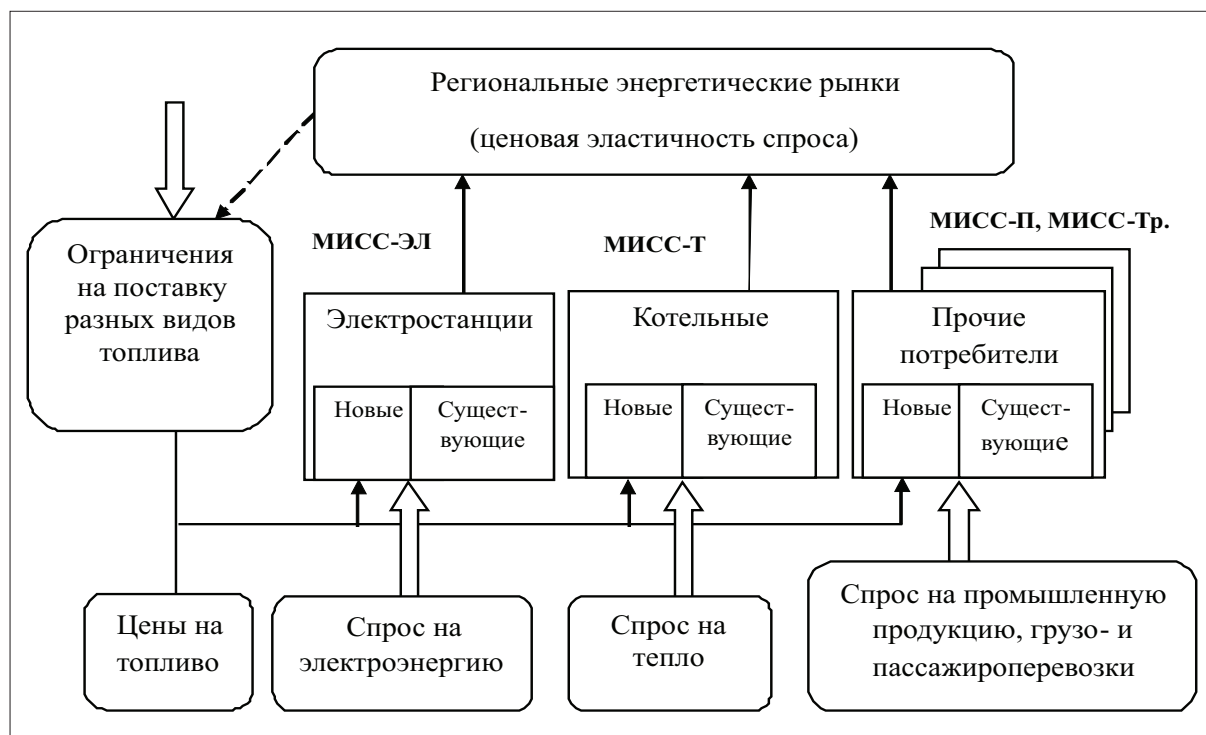


Рис. 1. Модельно-программный комплекс для оценки конкурентоспособности вариантов энерго- и топливоснабжения основных потребителей в условиях неопределенности

та» – влияния вида и качества топлива на технико-экономические показатели потребителей.

Многовариантные расчеты позволяют также оценивать инвестиционные риски реализации инвестиционных проектов, необходимые для принятия инвестиционных решений в энергетике из-за их высокой стоимости и больших сроков реализации. Для этого определяется частота (вероятность) попадания данной мощности (например, электростанции) в оптимальные решения. Чем меньше эта вероятность, тем выше риск реализации соответствующего инвестиционного проекта.

Ниже представлены результаты количественной оценки влияния неопределенности исходных данных на некоторые показатели энергоснабжения наиболее крупных потребителей региона, иллюстрирующие возможности разработанного методического инструментария. Для этого исходные ценовые и технико-экономические показатели и ограничения задавались в виде интервалов возможных значений с разной вероятностью их

реализации (равномерное, нормальное распределение, однозначное значение).

Результаты исследования

Котельные. Для прогнозных исследований сравнительной эффективности спроса на топливо на новых крупных котельных и приближенной оценки стоимости производства тепловой энергии в зависимости от цены и характера неопределенности будущих условий и региональных особенностей разработана модель МИСС-Т⁵. Основными искомыми переменными в модели являются мощности разного типа котельных, годовая выработка тепла, потребление разных видов топлива. Критерием экономической эффективности в модели служит минимальная цена производства тепловой энергии. Принятые в расчетах ожидаемые диапазоны цен на топливо представлены в табл. 1.

С ростом цены газа в исходном диапазоне значений эффективные объемы его потребления

⁵ Имитационная стохастическая статическая модель – Тепло (МИСС-Т).

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Таблица 1

Прогноз цен на топливо в отдельных регионах России, 2020-2025 гг.

Регион	Уголь энергетический, долл./ т у.т.	Газ природный, долл./1000 м ³
Европейская часть	79-93	140-185
Восточная Сибирь	37-51	100-140
Дальний Восток (юг)	65-82	135-200

Примечание: в долларах 2012 г.

Источник: [12].

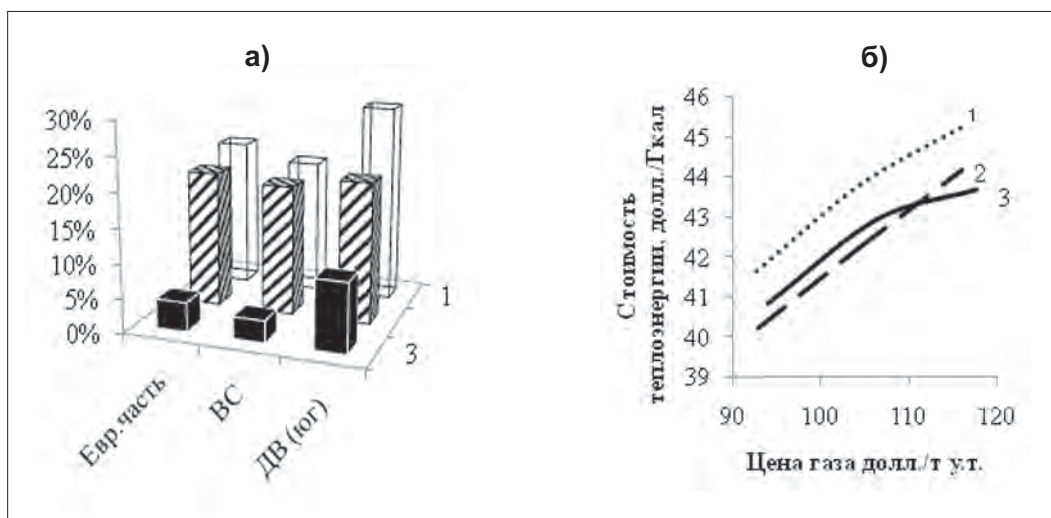
котельными снижаются от 4-10% при детерминированном задании исходной информации до 20-30% в условиях полной неопределенности (при равномерном распределении вероятности исходных данных). При этом величина этих изменений различается по регионам. Из представленных регионов больше всех реагирует на эти условия южная часть Дальнего Востока с наибольшим диапазоном прогнозных значений цен на топливо (рис. 2). Снижение спроса на газ свидетельствует об изменении структуры топливоснабжения котельных в сторону увеличения эффективности использования угля для удовлетворения заданной потребности в тепле.

Неопределенность в объемах и видах используемого топлива обуславливает возможный диапазон изменения прогнозной стоимости про-

изводства тепловой энергии. Стоимость производства тепла на котельных может отличаться на 7-10% при разном распределении вероятности исходных данных в условиях топливоснабжения Восточной Сибири.

В табл. 2 представлены прогнозные значения ценовой эластичности газа для котельных по некоторым укрупненным регионам России, рассчитанные с учетом изменения характера неопределенности исходных данных.

Электростанции. Для оценки конкурентоспособности разных по типу электростанций и способов рационального обеспечения заданной потребности в электроэнергии региона с учетом неоднозначности ожидаемых условий разработана модель МИСС-ЭЛ⁶. Многовариантные расчеты МИСС-ЭЛ позволяют определять не только



1 – равномерное распределение вероятности, 2 – нормальное распределение вероятности,
3 – детерминированное (однозначное) задание.

Рис. 2. Изменение эффективных объемов спроса на газ в отдельных регионах России (а) и средней стоимости производства тепловой энергии в Восточной Сибири (б) на новых крупных котельных в зависимости от цены газа и характера неопределенности исходных данных для условий 2020-2025 гг.

⁶ Имитационная стохастическая статическая модель – Электроэнергия (МИСС-ЭЛ).

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Таблица 2

**Долгосрочная ценовая эластичность спроса на газ для новых котельных
в отдельных укрупненных регионах России, 2020-2025 гг.**

Регион	Полная неопределенность*	Нормальное распределение вероятности данных	Детерминированное решение
Европейская часть	-0,67	-0,60	-0,13
Восточная Сибирь	-0,49	-0,50	-0,08
Дальний Восток (юг)	-0,58	-0,41	-0,20

Примечание: * – при равномерном распределении вероятности данных.

наиболее эффективный состав и мощность вводимых электростанций по заданному критерию для каждой комбинации возможных условий, но и инвестиционные риски этих электростанций. Критерием оптимальности в этой модели является минимум цены на генерацию электроэнергии в рассматриваемом регионе. Основные ограничения: потребность рассматриваемой территории в электроэнергии, ее возможный экспорт или импорт, мощность существующих станций и потенциально возможный ввод электростанций разного типа, объемы добычи или поставки в регион разных видов топлива (в первую очередь газа). Все эти ограничения и технико-экономические показатели задаются интервально.

Искомые переменными в МИСС-ЭЛ являются: мощности новых электростанций, выработка электроэнергии на них, объемы потребления разных видов топлива, цена на производство электроэнергии на каждой станции, а также средневзвешенная и предельная цена

генерации в регионе. Последняя играет ключевую роль в определении рыночной цены и соответствует цене производства электроэнергии на наименее экономичной станции из вошедших в оптимальное решение.

Из множества рассчитанных вариантов сбалансированного ввода мощностей программа МИСС-ЭЛ формирует основной, включающий наименее рискованный состав электростанций, и обеспечивающий минимальную цену генерации в рассматриваемых условиях при заданном распределении вероятности значений основных исходных данных внутри интервала их неопределенности.

Различия в стоимости топлива (см. табл. 1) и другие региональные особенности, принятые для прогнозных условий 2020-2025 гг. обусловили заметное отличие в ценах на генерацию электроэнергии (табл. 3) и рискованность вариантов электроснабжения по территории (табл. 4).

Таблица 3

**Ожидаемые цены на генерацию электроэнергии в укрупненных регионах России,
2020-2025 гг., цент/кВт·ч**

Сценарий	Средняя цена		Предельная цена	
	Европейская часть	Сибирь	Европейская часть	Сибирь
Низкие цены на газ	6,2-6,6	5,7-5,8	6,6-7,1	5,5-6,1
Высокие цены на газ	6,8-7,3	5,7-6,4	7,2-7,9	6,0-6,7

Источник: расчеты авторов.

Таблица 4

**Доля станций с низкими и высокими инвестиционными рисками
в суммарном вводе мощностей, %**

Сценарий	Риск от 0 до 5%		Риск более 60%	
	Европейская часть	Сибирь	Европейская часть	Сибирь
Низкие цены на газ	96-98	55-64	0-2	2-5
Высокие цены на газ	82-94	70-76	1-3	3-6

Источник: расчеты авторов.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Расчеты показывают, что рискованность вариантов электроснабжения в Сибири выше, чем в Европейской части страны (средневзвешенный риск составил 7-16% и 1-3% соответственно). Столь значительная величина риска ввода новых мощностей в Сибири объясняется большой неопределенностью будущих цен на конкурирующие виды топлива, и в первую очередь на газ.

Грузовой автотранспорт. Для исследования зависимости спроса и цен на моторное топливо на грузовом автотранспорте с учетом сравнения экономической эффективности использования разных видов моторных топлив и возрастающей неопределенности исходных данных (динамики цен на энергоресурсы, ресурсных ограничений, параметров изменения технологий автомобильного транспорта и др.) разработана модель МИСС-Тр.⁷ Основными искомыми переменными в модели являются размер и структура грузового автопарка, использующего различные виды автомобильных топлив; изменение объемов грузоперевозок и грузооборота, спрос на моторное топливо в регионе. При этом учитываются ограничения в виде верхней и нижней границ: на возможный прирост новых транспортных средств, на поставки моторного топлива в регион и их цены. Заданная потребность в грузоперевозках должна быть удовлетворена наиболее эффективным способом. Критерием экономической эффективности в модели является минимальная стоимость перевозки грузов.

В качестве условного примера был выбран дальневосточный регион страны, в котором не-

определенность условий топливоснабжения в долгосрочной перспективе наиболее высокая. Принятые исходные данные базируются на прогнозных оценках ожидаемых условий в регионе в период 2020-2025 годов. Для удовлетворения заданной потребности в грузоперевозках дальневосточного региона рассматривались два основных варианта топливоснабжения региона: бензин – дизельное топливо – синтетическое жидкое топливо (вариант 1), бензин – дизельное топливо – природный газ (вариант 2) и дополнительный к нему вариант 3, учитывающий ограничения на поставки в регион относительно дешевого природного газа.

По прогнозу предполагается, что грузооборот на Дальнем Востоке увеличится к 2020-2025 гг. более чем в 2-2,5 раза по сравнению с 2013 г., объем перевозимых грузов – в 1,5 раза, а средняя дальность перевозок – в 1,7 раза. Такой прирост обусловлен прежде всего ускоренным развитием восточных регионов и реализацией новых инвестиционных проектов [13]. Принятые в расчетах диапазоны прогнозных цен сравниваемых автомобильных топлив на перспективу до 2020-2025 гг. представлены в табл. 5.

Экспериментальные расчеты показали заметное влияние зависимости спроса на автомобильные топлива от величины диапазона изменения цены и характера неопределенности исходных данных. Это, в частности, демонстрируют результаты, полученные для варианта 1 при конкуренции СМТ с нефтяными топливами для ожидаемых условий топливоснабжения

Таблица 5

Ожидаемые цены на моторное топливо, 2020-2025 гг., (в ценах 2010 г.)

Показатель	Единица измерения	Цена
Традиционные моторные топлива с учетом затрат на доставку до потребителя:		
высококачественный бензин	долл./т	1400-2170
дизельное топливо	долл./т	1220-1950
Альтернативные моторные топлива:		
природный газ	долл./м ³	345-535
СМТ*	долл./т	1302-1905

Примечание: * – синтетические жидкие моторные топлива (дизельное топливо, бензин и др.), получаемые из природного газа (СМТ).

Источник: рассчитано по [14, 15] с учетом регионального соотношения цен.

⁷ Имитационная стохастическая статическая модель – Грузовой транспорт (МИСС-Тр.)

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

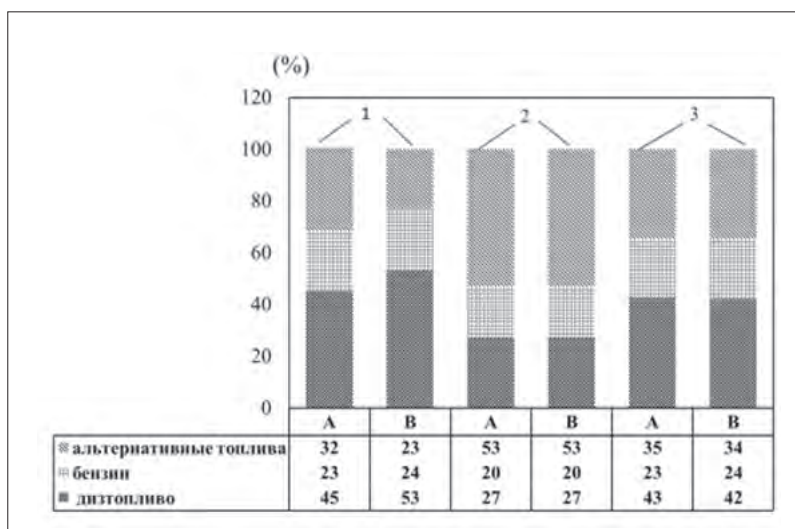
Таблица 6

Влияние изменения цены и характера неопределенности исходных данных на потребность в моторном топливе грузового автотранспорта и стоимость перевозимых грузов для Дальнего Востока РФ, 2020-2025 гг. (вариант 1)

Показатели	Полная неопределенность*		Нормальное распределение вероятности данных	
	Низкие цены	Высокие цены	Низкие цены	Высокие цены
Цены на топливо, долл./ т				
Дизельное топливо	1220-1340	1770-1950	1280	1860
Бензин	1400-1540	1970-2170	1460	2070
СМТ из природного газа	1300-1450	1730-1900	1375	1810
Потребность в топливе, тыс. т				
Дизельное топливо	970-1170	1200-1390	1070	1250
Бензин	540-610	550-630	580	590
СМТ из природного газа	725-880	530-610	780	580
Стоимость перевозки грузов, долл./т.км				
Дизельное топливо	0,15-0,19	0,14-0,19	0,17	0,16
Бензин	0,2-0,26	0,2-0,25	0,22	0,23
СМТ из природного газа	0,16-0,2	0,2-0,26	0,18	0,23

Примечание: * – при равномерном распределении вероятности данных.

Источник: расчеты авторов.



1 – вариант бензин – дизтопливо – СМТ; 2, 3 – варианты бензин – дизтопливо – газ;
моторное топливо: А – с низкими ценами, В – с высокими ценами.

Источник: расчеты авторов.

Рис. 3. Изменение структуры спроса на моторное топливо для ожидаемых условий развития Дальнего Востока РФ при нормальном распределении вероятности исходных данных внутри заданного интервала значений по вариантам

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Таблица 7

Долгосрочная ценовая эластичность спроса на моторное топливо на грузовом автотранспорте (для Дальнего Востока РФ)

Вид моторного топлива	Эластичность
Бензин	-0,5÷-0,6
Дизельное топливо	-0,2÷-0,3
Природный газ	-0,1÷0
СМТ	-1,1÷-1,5

Примечание: первые значения – при нормальном распределении вероятности исходных данных; вторые – в случае полной неопределенности (при равномерном распределении исходных данных)

Источник: расчеты авторов.

грузового автотранспорта Дальнего Востока (табл. 6).

Из табл. 6 видно, что при дорогом топливе возрастает эффективность потребления бензина и дизельного топлива, а потребление СМТ снижается от 36% при нормальном распределении исходных данных до 37-44% в условиях полной неопределенности. При этом, как показано на рис. 3, меняется структура моторного топлива: возрастает доля нефтяных топлив в среднем на 13-15% при снижении доли СМТ с 31-33 до 22-23%, то есть на 41-43% (вариант 1). В варианте 2 при сравнительно низких ценах на природный газ в структуре спроса увеличивается доля природного газа до 53%, обусловленная повышением его конкурентоспособности по сравнению с бензином и дизельным топливом. Однако в случае ограничений на объемы поставок газа в регион структура изменится в сторону более дорогих нефтяных топлив (вариант 3).

В результате проведенных расчетов были определены значения долгосрочной ценовой эластичности спроса на автомобильные топлива для грузового автотранспорта дальневосточного региона при их конкуренции в соответствии с обозначенными выше вариантами (табл. 7). Из нее видно, что потребление синтетического моторного топлива из газа более эластично к цене, чем потребление нефтяных топлив. В то же время спрос на дизельное топливо зависит от цены в меньшей степени, чем спрос на бензин, а спрос на газомоторное топливо неэластичен из-за существенной разницы в ценах при сравнении с бензином и дизельным топливом.

Выводы

- Предлагаемый подход основан на оценке конкурентоспособности разных способов удовлетворения заданной потребности в энергоресурсах крупных потребителей в ожидаемых условиях. При этом определяются инвестиционные риски ввода новых мощностей в электроэнергетику и предельные цены на генерацию электроэнергии.
- Сочетание оптимизации с имитацией на основе метода Монте-Карло разных комбинаций исходных данных с разной степенью их надежности расширяет аналитические возможности используемых в настоящее время методов прогнозирования спроса на энергоносители и способствует повышению обоснованности результатов.
- Многовариантные расчеты показали работоспособность предлагаемого подхода, а также подтвердили зависимость эффективных объемов прогнозируемой потребности в топливе и цен на производство электроэнергии и тепла, грузового автотранспорта от региональных особенностей и характера неопределенности будущих условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Министерство энергетики РФ. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 года. URL: <http://www.minenergo.gov.ru>.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года, Москва, 2003.
3. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, Москва, 2009. <http://minenergo.gov.ru/activity/energostrategy/>
4. Annual Energy Outlook (1995-2014). U.S. Energy Information Administration. URL: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>.
5. U.S. Energy Information Administration. The National Energy Modeling System: An Overview. URL: <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/overview/>.
6. Voss A. MESAP- III. A Tool for Energy Planning and Environmental Management: History and New Developments / A. Voss, C. Schlengig, A. Reuter. URL: <http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2013/8529/pdf/vos280.pdf>.
7. Wade S. Price Responsiveness in the AEO2003 NEMS Residential and Commercial Buildings Sector Models / S. Wade. URL: <http://www.eia.gov/oiaf/analysispaper/elasticity/>.
8. Кононов Ю.Д. Поэтапный подход к повышению обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК и оценке стратегических угроз // Известия РАН: Энергетика, № 2, 2014. С. 61-69.
9. Кононов Ю.Д., Тыртышный В.Н. Оценка влияния неопределенности на эффективность и устойчивость вариантов энерго- и топливоснабжения регионов // Проблемы прогнозирования, № , 2013. С. 90-94.
10. Министерство энергетики РФ. Энергетическая стратегия России на период до 2035. Основные положения. URL: http://www.energystategy.ru/projects/docs/OP_ES-2035.doc.
11. Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю., Тыртышный В.Н. Комплекс моделей для долгосрочного прогнозирования конъюнктуры региональных энергетических рынков / Труды XIX Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Ч. I. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. С. 14-21.
12. Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю. Долгосрочное прогнозирование динамики цен на российских энергетических рынках // Проблемы прогнозирования. 2005. № 6. С. 53–59.
13. Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года (утв. распоряжением Правительства РФ № 2094-р).
14. Кононов Ю.Д. Анализ и прогноз возможной динамики цен на топливо на мировых и российских рынках. Препринт. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. 30 с.
15. Синяк Ю.В., Колпаков А.Ю. Эффективность производства синтетических моторных топлив из природного газа // Проблемы прогнозирования. 2012. № 1. С. 38-48.

Поступила в редакцию
30.01.2015 г.

E. Galperova, D. Kononov, O. Mazurova⁸

ASSESSMENT OF COMPETITIVENESS OF ENERGY OPTIONS TO MAJOR CONSUMERS IN THE FACE OF UNCERTAINTY

A methodical approach for assessing the comparative effectiveness and risks of options for energy and fuel supply of the main consumers (boilers, power plants, transportation, etc.) using Monte-Carlo method. Feature of this approach is the combination of price elasticity estimates energy demand with optimization of energy and fuel supply in the region. The elasticity is determined separately for different groups of consumers in the region, taking into account the so-called «consumer effect» – the influence of fuel quality and the technical and economic characteristics of consumers. The results of forecast calculations for some Russian regions in suspected conditions, energy and fuel supply for the period 2020-2025 period.

Key words: prediction, uncertainty, Monte Carlo method, fuel supply system, investment risks, energy prices, the competitiveness of fuels, elasticity, electricity in the region.

⁸ Elena V. Galperova – leading researcher of Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (ESI SB RAS), PhD in Engineering, *e-mail:* galper@isem.sei.irk.ru;
Dmitry Y. Kononov – senior researcher, ESI SB RAS, PhD in Engineering, *e-mail:* dima@isem.sei.irk.ru;
Olga V. Mazurova – senior researcher, ESI SB RAS, PhD in Engineering, *e-mail:* ol.mazurova@yandex.ru.

УДК 621.316

Б.В. Папков, М.В. Шарыгин¹

ТРЕБОВАНИЯ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В статье рассмотрены причины возникновения проблемы надежности внешнего электроснабжения потребителей, получающих питание от сетевых компаний. Проведен критический анализ традиционных и альтернативных решений проблемы. Сформулированы требования и предложены новые принципы решения проблемы обеспечения надежности электроснабжения, требующие глубокого анализа ее экономических причин и учета индивидуальных особенностей всех субъектов электроэнергетики.

Ключевые слова: электроэнергетика, электроснабжение, надежность, проблема.

Введение

Обеспечение надежности электроснабжения потребителей является одной из важнейших проблем в электроэнергетике наряду с обеспечением экономичности, безопасности и качества электроэнергии. Поскольку взаимоотношения промышленных потребителей электроэнергии и энергокомпаний по параметрам и показателям надежности электроснабжения определены на сегодняшний момент недостаточно четко [1], очевидно, что необходим дополнительный анализ требований, предъявляемых к решению проблемы надежности [1-3].

Объектом исследования в данной статье является надежность электроснабжения промышленных потребителей. Под обеспечением надежности электроснабжения потребителя понимается некоторый удовлетворяющий его уровень надежности R , установленный на определенный срок в расчетных точках электрической сети или на зажимах его электроприемников. Обеспечение надежности производится путем управления режимами и параметрами собственной системы электроснабжения потребителя, а также сторонними субъектами, способными влиять на надежность его внешнего электроснабжения.

Проблема надежности электроснабжения

Начальный период разработки и применения теории надежности был связан с созданием высоконадежных элементов, объектов и систем

электроэнергетики. Однако вскоре проблема надежности электроснабжения перешла в разряд экономических, поскольку практика показала, что высокая надежность сопровождается большими затратами.

На современном этапе решение проблемы обеспечения надежности представляется в виде ряда практических задач:

- 1) оценки необходимого потребителям уровня надежности электроснабжения;
- 2) разработки группы мероприятий для обеспечения требуемого потребителю уровня надежности (на всех стадиях: от проектирования до эксплуатации);
- 3) определения «цены надежности» и источника финансирования мероприятий по обеспечению надежности;
- 4) разработки правил распределения ответственности за нарушения электроснабжения вследствие отказов.

Сегодня существует острый дефицит решений первой, третьей, четвертой задач [2, 3] и, одновременно, достаточно много предложений по решению второй задачи. Ее достаточно хорошая проработка создает иллюзию простоты решения проблемы надежности. Считается, что достаточно разработать и реализовать несколько мероприятий и будет получен заданный (или требуемый) уровень надежности R . Однако любые предлагаемые мероприятия невозможно реализовать до тех пор, пока не будут выявлены и четко обоснованы варианты решений трех других задач. Этим перекосом объясняется как

¹ Борис Васильевич Папков – д.т.н., профессор, Нижегородский государственный инженерно-экономический университет, *e-mail*: boris.papkov@gmail.com;
Михаил Валерьевич Шарыгин – к.т.н., доцент, Нижегородский государственный технический университет им. им. Р.Е. Алексеева, *e-mail*: sharygin.m.v@gmail.com

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

длительное существование самой проблемы надежности и относительно неэффективное обеспечение ее оптимального уровня, так и существенное обострение ее при переходе к рыночной электроэнергетике.

Детально разработанный как для электроэнергетической системы (ЭЭС), так и систем электроснабжения потребителей математический аппарат теории надежности направлен в основном на техническое обеспечение структурной и элементной надежности. Поэтому большинство предлагаемых решений нацелены на обеспечение уровня надежности в чисто техническом плане, без должной комплексной организационной и экономической проработки.

Реформа электроэнергетики усугубила экономические факторы проблемы обеспечения надежности электроснабжения: затраты на ее поддержание или увеличение (усиление и модернизация электрической сети, строительство и ввод новых мощностей) несут энергокомпании, а ущерб от отказов элементов ЭЭС главным образом возникает у конечного потребителя вследствие нарушения технологического процесса производства при изменении режимов его электроснабжения [4-6]. Ущерб от нарушения электроснабжения обратно зависим от затрат на надежность и в значительной степени ими определяется. На современной стадии развития ЭЭС потребителю практически невозможно сменить сетевую компанию. Отношения между потребителем и энергокомпанией таковы, что у последней практически отсутствует мотивация к увеличению затрат на надежность, а потребитель никак не может на них влиять (табл. 1), вместе с тем величина ущерба у потребителя безразлична энергокомпанию, поскольку в современных

условиях за неплановые отключения (ограничения) энергокомпания практически не компенсирует потери потребителей (за редким исключением положительных судебных решений). Такая ситуация является типичной для мировой электроэнергетики [2, 3].

Научно-технической общественностью считается [4-6, 11], что в общем случае ЭЭС должна иметь экономически обоснованный уровень надежности, при котором существует баланс между затратами на обеспечение надежности и ущербом от вероятных аварий. Однако до сих пор предлагаемые подходы к достижению экономически обоснованного уровня надежности не только не имеют практической реализации, но носят нечеткий концептуальный характер [2, 3].

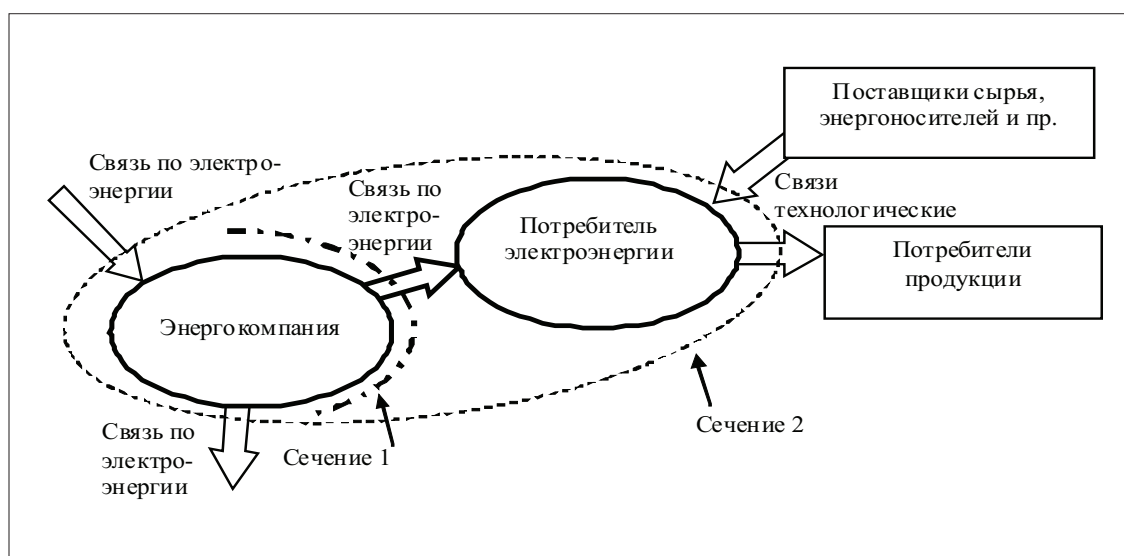
В теоретических работах в качестве основного звена решения проблемы принято рассматривать разработку тарифов, дифференцированных по уровню надежности. Вместе с тем обходится стороной вопрос регулирования этих тарифов и выгоды их для энергокомпаний и потребителей. Кроме того, подразумевается, что на энергокомпанию возлагается разработка меню с разными уровнями надежности и готовность их обеспечить, что ставит их в несвойственное положение инициатора управления надежностью электроснабжения [2, 9] – энергокомпания практически не заинтересована в этом (табл. 1). Такой подход выводит потребителей электроэнергии, их издержки и интересы за рамки анализа надежности при составлении тарифного меню (рис. 1). Вместе с тем очевидно, что без информации о производственных системах всех потребителей энергокомпания принципиально невозможно решение задачи выбора и обеспечения ее оптимального уровня надежности.

Таблица 1

Мотивации субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии при обеспечении надежности

Параметр	Z_n	$Y = f(Z_n)$
Мотивация энергокомпаний	привести к минимуму	величина безразлична (основной ущерб возникает у потребителей)
Возможности влияния у энергокомпаний	есть	есть
Мотивация потребителя	величина безразлична	привести к минимуму
Возможности влияния у потребителя	нет	есть (частично)

Примечание: Z_n – затраты на обеспечение надежности, Y – ущерб от отказов.



Примечание: Сечение 1, по которому традиционно анализируется надежность электроснабжения потребителя (потребитель остается за рамками анализа); Сечение 2, по которому нужно анализировать надежность связи электроснабжения в экономическом подходе (учитываются оба взаимодействующих субъекта).

Рис. 1. Иллюстрация традиционного и экономического подхода к решению проблемы обеспечения надежности электроснабжения потребителя

Все эти обстоятельства заводят в тупик решение проблемы обеспечения надежности электроснабжения: возникает множество вопросов по определению и фиксации границ ответственности за надежность, определения цены надежности и ее распределения по субъектам рынка электроэнергии, определения реального ущерба потребителей от нарушений электроснабжения.

Проблема обеспечения надежности обостряется тем, что пока не существует ее единого понимания [4, 7]. С одной стороны надежность рассматривается как товар, который должен оплачиваться по свободной рыночной цене, с другой – обязательство энергокомпаний перед потребителями. При практической противоположности этих подходов, очевидно, что только их одновременная и сбалансированная реализация позволит решить проблему. Энергокомпании должны получать справедливое возмещение затрат на поддержание надежности, а потребители – надежное электроснабжение по обоснованной цене.

Таким образом, предпринимаемые попытки обеспечить необходимый уровень надежности электроснабжения потребителя на современном этапе малоэффективны и не могут радикально решить проблему.

Анализ интересов потребителей электроэнергии

Конечных потребителей электроэнергии надежность их электроснабжения R интересует только как фактор, влияющий на производственный процесс, например, на вероятность выполнения плана выпуска продукции $P(ПЛ)$

$$\begin{cases} P(ПЛ) = F_{ПЛ} (... , R, ...) \\ \text{при } I \rightarrow \min. \end{cases} \quad (1)$$

где I – издержки потребителя.

Действительно, связь по электроэнергии является для конечных потребителей лишь одной из связей (рис. 1), обеспечивающих их технологический процесс производства. С точки зрения потребителей надежность электроснабжения не является целью их деятельности. Здесь более актуальна надежность работы и живучесть их производственной системы, на которую влияет надежность электроснабжения, технологические связи, надежность производственного оборудования, структура производства и т.п.

Надежность производственной системы измеряется с помощью простейших показателей, например, вероятности выполнения плана вы-

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

пуска продукции (или другого, приоритетного для потребителя). Если функционал (1) преобразовать к виду

$$R = F_R (... , P(ПЛ), И \rightarrow \min , ...) , \quad (2)$$

то появляется возможность расчета надежности электроснабжения R на основе вероятности выполнения плана выпуска продукции $P(ПЛ)$ (или другого показателя), а также параметров производственной системы. Однако на основе (2) невозможно получить однозначное решение относительно требуемого потребителю уровня R из-за неопределенности и вариативности поведения энергокомпаний и других смежных предприятий, самой производственной системы и рыночной конъюнктуры. Кроме того, поиск функционала (2) затруднен или невозможен в силу слабой изученности зависимости большого количества влияющих факторов и их неопределенности: графика производственного процесса, человеческого фактора при управлении производственной системой в условиях отказа электроснабжения и т.д. Следовательно, проблема надежности электроснабжения не может быть решена путем, основанным на поиске только функционала (2), то есть с позиций только потребителей электроэнергии.

Цель решения проблемы надежности в электроэнергетике

Современное состояние проблемы надежности показывает, что ее решение заключается не только в определении и обеспечении некоторого уровня надежности R . Это лишь один из технических этапов, так как количественные показатели R интересуют только узких специалистов-энергетиков. Более важное значение имеет степень удовлетворенности потребителя и энергокомпания данным уровнем надежности R , оценку которого принято производить экономически. Очевидно, что внимание должно быть перенесено на цель решения проблемы надежности.

Основная причина возникновения проблемы надежности – организационно-экономическая: затраты на надежность несет энергокомпания, а ущерб возникает главным образом у потре-

бителя (табл. 1). При современных отношениях между потребителями и энергокомпаниями затраты на надежность всегда будут минимальны, надежность – неуклонно снижаться, а ущерб от отказов – увеличиваться. Следовательно, потребитель находится в заведомо проигрышном положении.

Поскольку надежность является экономической категорией, то основа решения проблемы должна базироваться на принципах, включающих обеспечение определенного соотношения затрат на надежность и ущерба от отказов по какому-либо критерию, например:

$$I_n = (Z_{n,n} + Y) \rightarrow \min , \quad (3)$$

где I_n – издержки потребителя на надежность электроснабжения,

$Z_{n,n}$ – затраты потребителя на обеспечение надежности,

Y – ущерб из-за отказов электроснабжения [4, 6].

Тогда уровень надежности будет рассматриваться лишь как средство обеспечения этого соотношения. Например, если ущерб от нарушения электроснабжения незначителен, то не имеет смысла следить за уровнем надежности: он может быть минимально возможным. Очевидно, что поиск и обеспечение оптимального соотношения затрат и ущерба и есть основная цель решения проблемы надежности в электроэнергетике [5]. Однако для практического решения необходимо учесть тот факт, что затраты и ущерба разных субъектов в электроэнергетике взаимосвязаны. Этот факт создает основные сложности в решении проблемы.

Экономический взгляд на надежность развивался с начала 60-х годов XX в. [5, 6], однако в дальнейшем разнообразие, сложность и неисследованность поведения производственных систем потребителей привели к упрощению и огрублению методов технико-экономического обоснования и принятия решений. Вместе с тем экономический подход к решению проблемы надежности полностью выражает действующие нормативную базу и концепции [1-3].

Для решения проблемы необходим анализ и согласование взаимных интересов энергокомпаний и потребителей. Для этого введем понятие экономической стабильности предприятия – со-

стояние субъекта, хозяйственная деятельность которого обеспечивает в заданных условиях выполнение всех его обязательств перед работниками, другими организациями, государством благодаря соответствию доходов и расходов [10]. Критерием такой стабильности является вероятность банкротства как потребителя, так и энергокомпании.

Тогда, целью решения проблемы надежности в электроэнергетике является обеспечение экономической стабильности потребителей электроэнергии и энергокомпаний по связи электроэнергетики. Это позволяет рассматривать надежность не только с позиции способности системы электроэнергетики выполнять заданные функции в заданном объеме при заданных условиях функционирования, но и с позиции способности обеспечивать потребителям возмещение ущерба при отказах.

Требования к решению проблемы надежности электроснабжения

На основе проведенного выше анализа определились следующие обобщенные требования.

1. Практический опыт показал, что любые пути решения проблемы надежности, не содержащие глубокого комплексного технико-экономического анализа индивидуальных особенностей потребителей и энергокомпаний (поиск усредненных норм надежности), в принципе не соответствуют экономической природе проблемы и не могут привести к ее решению.

Для успешного решения проблемы необходимо развитие методов и средств технико-экономического анализа всех аспектов надежности электроснабжения: сбор информации, ее обработка и использование. Экономический подход к надежности вызывает необходимость исследовать и учитывать все возможные факторы, влияющие на экономическую стабильность субъектов по связи электроэнергетики: уровень надежности системы электроснабжения, затраты на ее обеспечение, ущербы от отказов электроснабжения, выплаты (страховые или штрафные) при отказах электроснабжения, иные возможные факторы.

2. Поскольку составляющие и критерии экономической стабильности у каждого субъекта

имеют индивидуальные особенности, цена обеспечения надежности в узлах электрической сети также различна, то тариф (или его составляющая) на надежность не может быть общим или усредненным. Условия по надежности должны оговариваться с каждым потребителем индивидуально путем заключения договоров по обеспечению надежности между потребителями и энергокомпаниями.

3. Необходимо изменение системы взаимоотношений между потребителем и энергокомпаниями (табл. 1). При этом у энергокомпаний должна появиться мотивация к уменьшению ущерба потребителей, а у потребителя – к уменьшению затрат на надежность. Новая система взаимоотношений должна основываться на экономическом подходе.

Обеспечение экономической стабильности субъектов существенно упрощает вопросы определения границ ответственности за надежность, размеров ответственности, схемы распределения ответственности и цены за надежность. Взаимоотношения потребителя и энергокомпаний при отказах всегда оставались за рамками рассмотрения и учитывались только при судебных разбирательствах («аварий быть не должно»). В экономическом подходе все необходимые аспекты таких отношений (штрафы, компенсации, основанные на затратах и ущербах) получают основание для учета и практической реализации в договорных отношениях между субъектами. Появляется возможность планового поиска оптимального соотношения величин затрат и ущерба.

Экономический подход к решению проблемы надежности не требует прямой оценки или управления уровнем надежности связи по электроэнергии (рис. 1). Здесь уровень надежности является лишь инструментом, обеспечивающим стабильность работы пары «энергокомпания-потребитель».

Экономическая точка зрения поощряет потребителя в использовании различных способов обеспечения надежности электроснабжения (рис. 2):

- строительство, реконструкция, модернизация собственной электрической сети и собственных источников энергии, изменение параметров производственной схемы, самострахование рисков (вариант А).

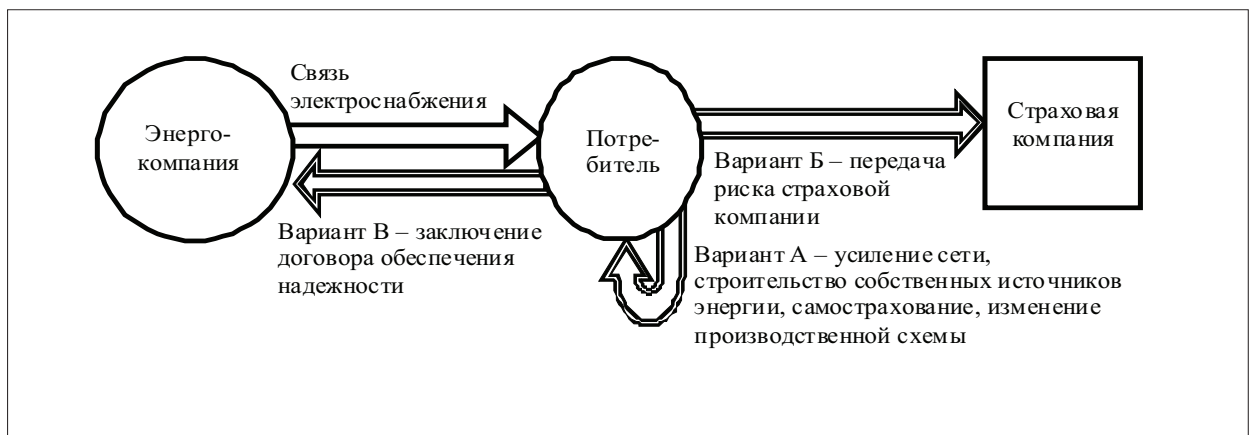


Рис. 2. Возможные действия потребителя для защиты от недостаточной надежности связи электроснабжения

- передача рисков ущерба страховой компании с помощью традиционной системы страхования (вариант Б);
- обеспечение надежного электроснабжения своей сети от энергокомпаний (вариант В).

Желаемый для потребителя уровень надежности электроснабжения может быть задан как традиционно (количеством отказов в год, длительностью отказов и восстановлений т.д.), так и косвенно (сохранением плана выпуска продукции, вероятностью останова, возможной длительностью простоя участков производства и т.д.). Могут быть установлены нормы надежности [7, 8].

Идеальной можно считать ситуацию, когда потребитель и энергокомпания находятся в состоянии устойчивого баланса, отклонение от которого невыгодно обеим сторонам (равновесие Нэша).

Таким образом, приблизиться к идеальной ситуации можно, решив следующие задачи:

- создать и внедрить систему взаимоотношений потребителей и энергокомпаний, способствующую поддержанию экономической стабильности обоих субъектов по связи электроэнергии. Контуры таких систем представлены в [7-9, 11],
- достичь в системе технико-экономических взаимоотношений пары «потребитель – поставщик надежности (энергокомпания)» рационального соотношения затрат на надежность и ущерба от отка-

зов, наиболее выгодных и для энергокомпаний, и для потребителя.

Учитывая разделенность электроэнергетики, возникшую в результате реформ, пару «потребитель-энергокомпания» можно представить более широко – как пару произвольных субъектов электроэнергетики, имеющих взаимоотношения для обеспечения надежности связи между ними: «потребитель-поставщик надежности» [8].

Требования к системе взаимоотношений субъектов электроэнергетики для обеспечения надежности электроснабжения

Для решения проблемы надежности необходимо внедрение системы взаимоотношений субъектов электроэнергетики, которая должна отвечать двум требованиям:

1) обеспечивать экономическую стабильность электроэнергетики (с подсистемой потребления) в целом и ее субъектов в отдельности. Это подразумевает: взаимовыгодность для потребителей электроэнергии и энергокомпаний, получение потребителем индивидуальных рычагов управления надежностью для реализации персональных требований к ее уровню и предотвращения неэффективного расходования средств на излишнюю надежность;

2) обеспечивать достаточно простую реализацию системы, так как излишне сложные методы не могут быть реализованы, что и показала практика.

Взаимовыгодность означает, что энергокомпания, повышая надежность электроснабжения потребителей, должна получать справедливое и соответствующее произведенным затратам их возмещение, а потребитель, определив необходимый ему уровень надежности, оплачивать обоснованные затраты энергокомпаний. В случае снижения надежности от определенного (базового) уровня по вине энергокомпаний, потребитель получает оговоренную компенсацию. Тогда полученный фактический уровень надежности и цена его обеспечения должны удовлетворять как потребителя, так и энергокомпанию.

Система, отвечающая этим требованиям, должна позволить решить 1-ю, 3-ю и 4-ю задачи обеспечения надежности (см. выше): определить уровни надежности, которые необходимы потребителю; найти источники финансирования мероприятий по обеспечению надежности; определить правила распределения ответственности за нарушения электроснабжения [8].

Необходимо отметить, что проведенный в статье анализ глубинных причин проблемы надежности обеспечивает универсальность предлагаемых в статье требований вне зависимости от особенностей потребителя, структуры электроэнергетики и порядка взаимодействия между ее субъектами и потребителями электроэнергии.

Выводы

1. Анализ современной ситуации, различных подходов к решению проблемы обеспечения надежности электроснабжения выявил и подтвердил необходимость системного рассмотрения взаимоотношений энергокомпаний и потребителей и безусловного перехода к глубокой экономической оценке надежности.

2. Целью решения проблемы надежности в электроэнергетике является обеспечение экономической стабильности потребителей электроэнергии и энергокомпаний по связи электроэнергии.

3. Одной из главных задач решения проблемы надежности электроснабжения является создание и внедрение системы взаимоотношений пар «потребитель-поставщик надежности (энергокомпания)», что будет способствовать экономической стабильности обоих субъектов по связи электроснабжения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон № 35-ФЗ от 26 марта 2003 г. «Об электроэнергетике».

2. Воронин Н.И., Ковалев Г.Ф., Кучеров Ю.Н. и др. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. М.: ЭНЕРГИЯ, 2013. 304 с.

3. Веселов Ф.В. и др. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью. М.: ФСК ЕЭС, 2012. 300 с.

4. Папков Б.В., Куликов А.Л. Основы теории систем для электроэнергетиков / под ред. Н.И. Воронина. Н.Новгород: изд-во Волго-Вятской академии гос. службы, 2011. 456 с.

5. Эдельман В.И. Надежность технических систем: экономическая оценка. М.: Экономика, 1988. 151 с.

6. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. М.: Изд. дом МЭИ, 2010. 188 с.

7. Папков Б.В., Шарыгин М.В. Подход к построению взаимоотношений субъектов электроэнергетики для управления надежностью электроснабжения // Энергетик. 2012. № 4. С. 12-14.

8. Папков Б.В. Организация договорных отношений для управления надежностью электроснабжения потребителей / Б.В. Папков, М.В. Шарыгин // Энергетическая политика. 2013. № 3.

9. Эдельман В.И., Фраер И.В. Формирование и пути внедрения дифференцированного по надежности тарифа на услуги по передаче электроэнергии в ЕНЭС // Энергетик. 2009. Вып. 9.

10. Полевский Е.А. Экономическая устойчивость современных промышленных предприятий // Экономика и менеджмент инновационных технологий. Декабрь 2011. № 3.

11. Китушин В.Г. Проблема надежности электроснабжения: анализ причин и подход к решению // Энергорынок. 2005. № 9.

Поступила в редакцию
22.01.2015 г.

В. Papkov, М. Sharygin²

THE REQUIREMENTS TO SOLVING OF THE PROBLEM OF RELIABILITY IN ENERGY PROCUREMENT

The paper analyses the reasons of the origination of the problem of reliability of external energy procurement of consumers, using the power of power grid companies. The paper presents the critical analysis of the traditional and alternative ways of solving this problem. The paper articulates the requirements and new principles of solving the problem of reliability of energy supply, which require deep analysis of its economic reasons and consideration of individual features of all the parties in power energy sector.

Key words: electric power sector, energy procurement, reliability, problem.

² Boris V. Papkov – Doctor of Engineering, Professor, Nizhny Novgorod State Engineering and Economics University, *e-mail:* boris.papkov@gmail.com; Mikhail V. Sharygin – PhD in Engineering, Docent, Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, *e-mail:* sharygin.m.v@gmail.com.

УДК 620.91

В.А. Стенников¹, Г.Б. Славин²

СТРУКТУРИЗАЦИЯ УРОВНЕЙ ЦЕНТРАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Рассматриваются вопросы централизации и децентрализации энергоснабжения, которые являются основополагающими при формировании и построении систем энергетики. По опубликованным работам и официальным документам стратегического характера анализируется эволюция количественных показателей уровней централизации энергоснабжения. Отмечается, что не всегда этому уделялось и продолжает уделяться должное внимание, что приводит к созданию низкоэффективных систем. Опираясь на формирующиеся тенденции в энергетическом комплексе и полученные авторами оценки, предлагается структуризация уровней централизации и некоторые их количественные соотношения, ожидаемые к середине XXI века.

Ключевые слова: электроснабжение, теплоснабжение, топливоснабжение, централизация, децентрализация, распределенная генерация, уровни централизации энергоснабжения.

Введение

Степень (уровень) централизации любого процесса – от управления делами общества, государственного управления, далее включая такие процессы, как централизация транспортного обслуживания (управления системами транспорта), централизация энергоснабжения и т.п., и до централизации систем книгоиздания и информационного обслуживания – измеряется количественно и оценивается качественно, в идеале это может быть непрерывно меняющийся показатель. Иногда этот «идеал» реализуется в научном и практическом обиходе, иногда такое измерение заменяется дискретизацией шкалы уровня централизации. В энергетической сфере (прежде всего – в электро- и теплоснабжении) чаще всего используются понятия централизованного и децентрализованного энергоснабжения, то есть два дискретных уровня³. Однако объективные условия технологического и организационного усложнения систем электро- и теплоснабжения требуют использования более сложной, дробной шкалы дискретных уровней централизации, приближая их оценку к указанному «идеалу». Это будет способствовать более адекватному анализу ситуации в энергетическом комплексе, позволит правильно определить наиболее слабые места и обеспечит их эффективное устранение.

Энергетическое планирование, в рамках которого определяются зоны централизованного и децентрализованного теплоснабжения с разделением на электротеплоснабжение, газоснабжение, водяное, паровое и т.п., активно развивается во многих странах (Германии, Дании, Латвии, Литве, Чехии, Финляндии, Эстонии и др.). Из-за большого разнообразия систем здесь нет единой тенденции структурирования теплоснабжения. В последние годы все шире применяется интеллектуальное управление источниками, сетями, системами теплопотребления. Развивается локальная интеграция распределенных источников генерации тепла, объединяемых в «виртуальные» электростанции для совместного управления режимами таких систем. Во многих странах (Венгрия, Германия, Латвия, Литва, Польша, США, Эстония, Южная Корея, Япония и др.) эти вопросы определяются политикой в развитии теплоснабжения, которая представлена на уровне национальных стратегий [1; 2, с. 2].

Сложившиеся в России представления о централизации энергоснабжения

Представления о наличии централизованного и децентрализованного энергоснабжения существовали (в СССР – России) и существуют сейчас лишь в отношении электроснабжения

¹ Валерий Алексеевич Стенников – заместитель директора ИСЭМ СО РАН, д.т.н., профессор, e-mail: sva@isem.sei.irk.ru;

² Григорий Борисович Славин – ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, к.т.н., e-mail: homenko@isem.sei.irk.ru;

³ Уровень (степень) централизации оценивается как доля централизованного энергоснабжения в суммарном энергоснабжении в единицах энергии, либо мощности, либо числа обслуживаемых потребителей (абонентов).

(ЦЭС, ДЦЭС) и теплоснабжения (ЦТС, ДЦТС). Что касается топливоснабжения, то там (как в части котельно-печного, так и моторного топлива) понятие централизации не используется, хотя некоторое время назад начали выделяться так называемые «местные виды топлива», что можно рассматривать как некий эквивалент децентрализованного топливоснабжения.

Соответствующие понятия и эволюция взглядов на уровень централизации энергоснабжения различаются своим содержанием в зависимости от типа систем.

Электроснабжение. В позднесоветский период (70-е – 80-е годы XX в.), как и ранее, коэффициентом централизации производства электроэнергии (КЦЭ) считался удельный вес производства электроэнергии станциями общего пользования (то есть находившимися в ведении Минэнерго СССР) и блок-станциями (то есть принадлежавших промышленным и другим предприятиям, но работавшим на общие электрические сети электроэнергетических систем (ЭЭС) параллельно со станциями общего пользования) – в общем производстве электроэнергии всеми электростанциями. Согласно данным Госкомстата, КЦЭ в 1989 г. составлял 98%, в 1990 – около 99%. Согласно публикации «Энергетика СССР в 1986-1990 годах» [3, с. 3], «ЦЭС потребителей обеспечивалось от 100 ЭЭС, из которых 97 работали в 11 ОЭЭС. Установленная мощность ЭЭС на начало 1986 г. составила ... 95% общей мощности электростанций СССР... В 1985 г. потребление электроэнергии от источников ЦЭС составило 98,7% общего потребления по стране. В связи с особенностями размещения ряда производств продолжают обеспечиваться электроэнергией от нецентрализованных источников ряд предприятий пищевой, лесодобывающей промышленности, нефтяных и газовых промыслов, геологических экспедиций». ДЦЭС представляет электроснабжение от изолированно работающих электростанций. В книге [4, с. 3], являющейся по существу научным обоснованием энергетической программы СССР на длительную перспективу, авторами утверждается, что «определяющим принципом повышения эффективности электроэнергетики ... является концентрация производства и централизация распределения электроэнергии.

Планомерная реализация этого принципа привела к тому, что уже в настоящее время (книга выпущена в 1983 г.) КЦЭ составляет более 98%, причем более 90% общего электропотребления обеспечивает ЕЭЭС».

Отношение к централизации (повышению уровня централизации) электроснабжения в конце XX – начале XXI столетия в России несколько изменилось. Задача повышения этого уровня не ставится и признается объективная необходимость развития децентрализованного («малая энергетика») электроснабжения. Это закреплено в принятой в 2009 г. Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭС-2030) [5, с. 3]. В разделе «Электроэнергетика» ЭС-2030 в числе прочих задач присутствует формулировка: «дальнейшее развитие ЭЭС России, в том числе за счет *присоединения* и объединения *изолированных энергосистем*; ... развитие *малой энергетики* в зоне децентрализованного энергоснабжения за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов, развития электросетевого хозяйства, сокращения завозимых светлых нефтепродуктов». Кроме того, в этом же разделе к направлениям формирования структуры генерирующих мощностей в Сибири и на Дальнем Востоке отнесено «развитие малой энергетики на возобновляемых источниках энергии, в том числе путем замещения локальной дизельной генерации». В разделе «Инновационная и научно-техническая политика в энергетике» по направлению «Электроэнергетика» предусматривается «широкое развитие *распределенной генерации*» (подобное же направление выделено в «Дорожной карте развития электроэнергетики России на период до 2030 года», в рамках реализации целевой установки «полное удовлетворение потребностей экономики и населения страны в электроэнергии» [6, с. 4].

Теплоснабжение. В теплоснабжении, как и в электроэнергетике, до настоящего времени используются два альтернативных понятия: централизованное теплоснабжение (ЦТС) и децентрализованное теплоснабжение (ДЦТС), то есть два дискретных уровня централизации. Однако в отличие от электроснабжения среди специалистов отсутствует единое понимание границы между ЦТС и ДЦТС. Существует, в частности,

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

экстремальная точка зрения (она была сформулирована в период становления теплоснабжения в России (1930-е гг.) [7, с. 4], в соответствии с которой к ДЦТС относится снабжение от локального источника, обслуживающего отдельное здание или даже отдельное жилое помещение, то есть без внешних (наружных, уличных) тепловых сетей. Наличие таковых – признак централизации теплоснабжения.

В отличие от этого, более распространено понимание указанной границы, базирующееся на типолого-цензовом принципе. Например, в [4, с. 4] (1983 г.) к источникам ЦТС отнесены ТЭЦ (включая АТЭЦ) и крупные котельные (мощностью более 50 Гкал/ч), а к источникам ДЦТС – котельные меньшей мощности, индивидуальные установки и теплоутилизационные установки (ТУУ). С уточнением: «на новом этапе развития энергетики ЦТС может осуществляться четырьмя типами установок: ТЭЦ на органическом топливе (ОТЭЦ); атомными ТЭЦ (АТЭЦ) или АЭС смешанного ... типа; крупными котельными ... на органическом топливе; крупными котельными на ядерном топливе (АСТ)». Формулируя концептуальные положения Энергетической программы СССР, авторы [4, с. 4] указывают, что «основным стратегическим направлением развития теплового хозяйства следует считать дальнейшую массовую централизацию теплоснабжения в первую очередь для вытеснения мелких и мельчайших котельных», а «рост централизации теплоснабжения до экономически целесообразного уровня путем дальнейшего совершенствования структуры теплового хозяйства – важная задача развития энергетики». В то же время отмечается, «что существенная часть теплопотребления, в основном в сельскохозяйственных районах, по-прежнему должна будет обеспечиваться мелкими котельными и индивидуальными бытовыми установками». В связи с этим ставится задача «массовой реконструкции децентрализованного сектора теплового хозяйства...».

Несколько иное разграничение ЦТС и ДЦТС, но в рамках все того же типолого-цензового принципа предусматривается в [3, с. 5]. В ней к источникам ЦТС отнесены электростанции, ТУУ и крупные котельные, но ценз крупности установлен на уровне 20 Гкал/ч (84 ГДж/ч), а так-

же нетрадиционные возобновляемые источники энергии, за счет использования которых в 1985 г. для целей теплоснабжения было замещено более 500 тыс. т органического топлива. Как в [3, с. 5], так и в [4, с. 5], на пятилетку 1986-1990 гг. выдвигается цель «максимального развития ЦТС не только в крупных, но и в мелких городах и поселках городского типа, а также сокращение децентрализованного сектора теплоснабжения».

В основном принятое в [3, с. 5] разграничение ЦТС и ДЦТС сохранено в книге [8, с. 5] 1995 г., являвшейся по существу обобщенным обосновывающим материалом к принятой в декабре 1994 г. Энергетической стратегии России на период до 2010 года. Отраслевых разделов (глав) в книге нет, теплоснабжению (исключительно централизованному) уделено незначительное внимание (основное внимание – ресурсным проблемам, новым экономическим условиям и реформированию, внешнеэкономическим и экологическим проблемам, балансам первичных энергоресурсов). К источникам ЦТС здесь отнесено «теплогенерирующее оборудование ТЭС, отпускающее по балансу 1994 г. 45-48% тепла, и крупные центральные котельные (их ценз крупности в книге не приводится), производящие 47-50% тепла в системах ЦТС. Остальное централизованное тепло обеспечивается вторичными (ТУУ) и нетрадиционными энергоресурсами» (на них приходится суммарно 5% тепла ЦТС). Никаких концептуальных соображений по проблеме и уровням централизации теплоснабжения в книге нет. Единственное, в главе посвященной научно-технической политике в энергетике, в подразделе «Электроэнергетика», ставится задача «разработки научной концепции долгосрочного развития теплового хозяйства России и ее регионов, которая должна опираться на фундаментальные исследования ... ряда аспектов ЦТС». Указывается, что эта концепция, наряду с решением проблем когенерации, регулирования, поиска новых теплоносителей, «должна предусматривать ... определение обоснованного масштаба теплоснабжения промышленно-жилых агломераций», что можно рассматривать как намек на выбор рационального уровня централизации теплоснабжения.

В ЭС-2020 и обосновывающих материалах к ней [9, с. 5] к источникам ЦТС отнесены элек-

тростанции (31,9% всего производства тепла России в 2000 г., из них станции общего пользования 25,3%), котельные мощностью 20 Гкал/ч и выше (35,1%) и прочие источники, к которым отнесено «поступление тепла от АЭС, в основном для пристанционных городских образований, побочные (вторичные) источники тепла, тепло от геотермальных, солнечных и других источников (4,5%). В целом на источники ЦТС в 2000 г. приходилось 71,5% всего тепла. К источникам ДЦТС отнесены котельные меньшей мощности (10,9%) и автономные источники, или индивидуальные установки (17,6%), отпускающие 28,5% всего производства тепла. При анализе перспектив развития отрасли (фактически также формулировании политики развития) в этой работе содержится, во-первых, важное предостережение: «в сценариях низких темпов экономического роста (что сегодня наблюдается фактически) отсутствие достаточных денежных и материальных средств (для радикального сокращения потерь тепла в трубопроводах систем ЦТС и реализации других мер по повышению надежности и эффективности ЦТС) приведет к полной деградации части систем ЦТС и вынужденному, часто неорганизованному переходу к индивидуальным тепловым источникам. Негативные социально-экономические последствия такого развития событий очевидны» ... В то же время формулировки о ДЦТС более оптимистичны: «Развитие ДЦТС будет идти высокими темпами, как в связи с ростом числа жилых домов и общественных зданий в сельской местности, пригородах, малых городах и ПГТ, так и за счет перехода к индивидуальному теплоснабжению в городских зонах с неустраняемыми критическими условиями функционирования систем ЦТС». В соответствии со сказанным, в прогнозе ЭС-2020 на 2020 г. доля источников ЦТС в общем производстве тепла в России снижается с 71,5% до 66,1-69,5%. Однако в некотором противоречии со сказанным находится распределение этого снижения по вариантам развития энергетики: в самом неблагоприятном (критическом) варианте доля ЦТС снижается за 20 лет на 3 процентных пункта – с 71,5 до 68,5%, а в благоприятном варианте – глубже – на 4,5 пункта – до 67,0%, и уж совсем низко – в так называемом оптимистическом варианте – до 66,1%, или на 5,4 пункта.

Казалось бы, в благоприятном и оптимистическом вариантах, соответствующим более высоким темпам экономического роста, доля ЦТС должна быть выше, чем в критическом и умеренном, но авторы ЭС-2020 свою оценку сделали в противоположном направлении. Впрочем, сегодня, когда не только прогнозы ЭС-2020, но и прогнозы ЭС-2030 признаны устаревшими, и активно развивается формирование ЭС-2035, указанное противоречие имеет лишь историческое значение.

В ЭС-2030 [5, с. 6] и обосновывающих материалах к ней [6, с. 6] типолого-цензовая структура отрасли представляется такой же, как в ЭС-2020. Однако котельные уровня «20 Гкал/ч и более» размыто названы «центральными котельными», а «прочие источники ЦТС» дифференцированы по трем группам в явном виде (то есть с количественной прогнозируемой оценкой вклада каждой). Политика в вопросе централизации сформулирована более взвешено и убедительно:

а) общее соотношение уровней ЦТС и ДЦТС: «оптимальное сочетание ЦТС и ДЦТС с выделением соответствующих зон». В прогнозном сводном балансе тепла России эта оптимальность фиксируется как снижение доли ЦТС с 79,6% в 2005 г. (78,3% в 2008 г.) до 75,4-75,6% в 2030 г. (вариантов в отличие от ЭС-2020 здесь нет, а есть диапазоны абсолютных значений – в млн Гкал/год всех структурных показателей). Вместе с тем в обосновывающих материалах [6, с. 7] появляются следующие фразы (их нет в ЭС-2030 [5, с. 7]), противоречащие указанным соотношениям, рассчитанным нами на основе абсолютных значений из таблиц [5; 6, с. 7]. «Доля производства тепловой энергии централизованными источниками прогнозируется на уровне 75-78%, что несколько выше, чем в настоящее время (72%). Это обусловлено ростом интереса к ним в связи с повышением эффективности данных систем, их структурной перестройкой, расширением сферы теплофикации на средние и малые поселения, а также на промышленные производства, переносимые или создаваемые на новых площадках... Сектор ДЦТС сократится до 22-25% главным образом за счет значительно сокращения удельного потребления тепловой энергии в результате применения энергоэффективных систем регулирования... при интенсив-

ном развитии индивидуального малоэтажного строительства, а также ликвидации аварийного и ветхого жилья». Качественно эти соображения представляются убедительными, но приведенные количественные оценки в балансовых таблицах должны были бы подтвердить данное утверждение;

б) ключевая задача в сфере ЦТС: «предпочтительное развитие теплоснабжения России и ее регионов на базе теплофикации с использованием ... эффективных когенерационных установок широкого диапазона мощности; распространение сферы теплофикации ... на область средних и малых тепловых нагрузок»;

в) ключевая задача в сфере ДЦТС: «модернизация и развитие систем ДЦТС с применением высокоэффективных ... котлов, индивидуальных теплогенераторов, других установок»;

г) кроме того, впервые в документах подобного рода ставится следующая задача: «развитие систем *централизованно-распределенной генерации* тепловой энергии с разными типами источников, расположенными в районах теплопотребления». Хотя ни в [5, с. 7], ни в [6, с. 7] не содержится никакой количественной оценки прогноза реализации этой задачи, такая постановка – важный шаг к применению более дробной шкалы уровней централизации теплоснабжения.

Наряду с этими четырьмя задачами, что в прилагаемой к ЭС-2030 «дорожной карте» (сводному плану) мероприятий госэнергополитики, обеспечивающих реализацию Стратегии, одним из мероприятий по разделу «Региональная энергетическая политика» предусмотрена оптимизация региональных систем теплоснабжения на основе экономически эффективного сочетания ЦТС и ДЦТС.

Топливоснабжение. Вопрос о централизации топливоснабжения, соотношении централизованных и децентрализованных поставок котельно-печного и моторного топлива в буквальном смысле обычно не рассматривается. Однако, как отчасти упомянуто во «Введении», выделение «местных видов топлива» в сфере снабжения котельно-печным топливом и малых НПЗ (а также малых ГПЗ) в сфере снабжения моторным топливом, можно рассматривать как предложение по отграничению, институализации децентрализованного сектора топливоснабжения.

Опуская исторический обзор децентрализации топливоснабжения, следует выделить ряд положений ЭС-2030, формирующих государственную политику в этом вопросе.

В разделе «Перспективы и стратегические инициативы развития ТЭК» из шести стратегических целей использования возобновляемых источников энергии и местных видов топлива (МВТ) по крайней мере четыре имеют большее или меньшее отношение к МВТ:

- рациональное использование и снижение темпов *роста потребления* имеющихся ресурсов *ископаемого топлива* в условиях неизбежного истощения его запасов (здесь и далее выделено авторами);
- замедление темпов роста затрат на *распределение и транспортировку электроэнергии и топлива* и возникающих при этом потерь;
- вовлечение в ТЭБ (топливно-энергетический баланс) дополнительных ТЭР (топливно-энергетических ресурсов);
- повышение уровня *энергетической безопасности и надежности энергоснабжения за счет увеличения уровня его децентрализации*.

В этом же разделе определено, что «госполитика в сфере использования местных видов топлива на период до 2030 г. будет предусматривать: восстановление и поддержку развития производства местных источников топлива, создание ТЭС и котельных, работающих на этих источниках (*торф, отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности*), в том числе в труднодоступных и удаленных регионах; создание условий для выработки энергии на базе использования городских бытовых отходов. Реализация указанной политики, наряду с развитием автономной энергетики и использованием местных месторождений углеводородных и угольных ресурсов, позволит обеспечить *уменьшение в 1,3-1,5 раза доли привозных энергоресурсов в региональных ТЭБ*, составляющей в настоящее время около 45%». В упоминавшейся выше дорожной карте, в разделе «Региональная энергетическая политика», предусматривается «доведение доли местных источников энергии в региональных ТЭБ до 10% к 2020 г. и до 20% к 2030 г.».

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Относительно мини-НПЗ в ЭС-2030 констатируется, что объем переработки нефти на них в 2008 г. составил 2,4 млн т против 1,9 млн т в 2007 г., их мощность возросла с 2,4 до 3,3 млн т (при сокращении мощностей по первичной переработке нефти в целом по России на 6,2 млн т⁴), а доля в общем объеме переработки нефти в РФ – с 0,8 до 1,0%. Какой-либо стратегии развития (или, наоборот, угасания) непосредственно таких заводов в ЭС-2030 не предлагается. Однако в определенном смысле в качестве таковой можно рассматривать одну из 7-ми задач, реализующих стратегические цели развития нефтяного комплекса России, а именно: «стимулирование развития *независимых структур в сфере производства, хранения, оптовой и розничной реализации нефтепродуктов*». Впрочем, независимые структуры могут создавать и эксплуатировать достаточно крупные объекты производства и реализации нефтепродуктов.

Возможная система уровней централизации

Рассмотрим соображения по этому вопросу раздельно по электроснабжению и теплоснабжению, имея в виду переход от схемы ЦЭ–ДЦЭ к более сложной схеме, включающей более 2-х уровней. Что касается топливоснабжения, то для него эта проблема, в связи с активным освоением локальных месторождений топлива, представляется вопросом недалекого будущего. Для проведения исследований применялись прогнозные модели территориально-производственной структуры генерирующей мощности [10, с. 9].

Электроснабжение. Намечившаяся эволюция уровней централизации электроснабжения (распределения электроэнергии) предполагает следующую систему (схему) их представления:

а) высокоцентрализованное электроснабжение – снабжение от электростанций единой электроэнергетической системы России (ЕЭЭС России), включая работающие на сети ЕЭЭС блок-станции промышленных и других предприятий;

б) централизованное электроснабжение – снабжение от электростанций электроэнергетических систем, электрически несвязанных с ЕЭЭС России, а также включая соответствующие блок-станции;

в) распределенная системная генерация (централизованно-децентрализованное снабжение) – снабжение потребителей от одной электростанции, однако имеющей связь, хотя бы и слабую, с ЭЭС, для обеспечения минимальной взаимопомощи при авариях и других экстремальных ситуациях⁵;

г) распределенная изолированная генерация (децентрализованное снабжение) – то же, что и «в», но без электрической связи с ЭЭС; схемы «в» и «г» предполагают дополнительно: выдачу мощности на напряжение распределительной электрической сети, как правило 35 кВ и ниже, в отдельных случаях – 110 кВ; мощность электростанции – от 1,1 до 100 МВт (как правило до 50 МВт); наличие у электростанции одного, или обычно нескольких, потребителей (абонентов);⁶

д) локальное децентрализованное электроснабжение – снабжение одного отдельного потребителя (домохозяйства, отдельного учреждения, производственного объекта малого бизнеса, отдельного помещения, объекта коммуникационной, сигнальной или мониторинговой системы) от собственной электроустановки (группы установок, мини- или микроэлектростанции) мощностью до одного мегаватта.

Эти пять схем электроснабжения представляются не как конкурентные (хотя и альтернативные в конкретных условиях) варианты. Каждая из них имеет свою область применения (свою нишу), определяемую географическим или экономико-географическим фактором (размещением производительных сил), плотностью электрической нагрузки, требованиями надежности, исходным состоянием системы электроснабжения (ЭЭС) на определенной территории, возможностями поставок необходимого оборудования.

Перспективная (до середины, и даже, вероятно, до конца XXI в.) эволюция соотношений масштабов распространения этих пяти схем

⁴ Всего эти мощности, согласно [6, с. 9], с середины 1980-х до начала 90-х годов находились (по сырью) на уровне 351,5 млн т (какая точность!), а в настоящее время (2008 г.) составляют 272,3 млн т/год.

⁵ А также, возможно, для выдачи избыточной мощности РГ-электростанции при определенных ситуациях.

⁶ Набор этих критериев и соответствующие количественные оценки границ представляются предметом дискуссий.

централизации электроснабжения видится следующей. Доминирующая сейчас высокоцентрализованная схема (схема «а» – ЕЭЭС) сохранит свое доминирование, однако несколько сократит свою долю за счет более быстро растущих схем распределенной генерации (схемы «в» и «г») и схемы локального электроснабжения (схема «д»); частично компенсируя это сокращение поглощением (обоснованным экономически и надежно) части изолированных ЭЭС (схема «б»). Количественно по энергоотдаче доля ЕЭЭС может сократиться с 85 до примерно 80-83% к 2050 г. (по мощности установок цифры будут несколько ниже, поскольку станции ЕЭЭС работают, и будут работать, с более высоким коэффициентом использования установленной мощности). Приведенные цифры (или несколько сдвинутые вверх или вниз) представляются в основном инвариантными относительно темпов экономического роста, роста энерго- и электропотребления... Доля энергоотдачи изолированных (от ЕЭЭС) ЭЭС (схема «б»), с учетом сказанного выше, может сократиться с 9-10 до примерно 4-5%. На долю распределенной генерации и локального электроснабжения (схемы «в», «г» и «д» суммарно) остается, таким образом, в гипотезе нынешнего состояния – 4-5%, а в предполагаемом состоянии 2050 г. – 12-14%. При существующей системе государственного статистического наблюдения и отраслевого учета (а также корпоративного, регионального) не представляется возможным достоверно выделить принадлежность энергоузлов и электростанций к схемам «в», «г», «д», в особенности потому, что схема «в» (централизованно-децентрализованная распределенная генерация) обычно рассматривается как электроснабжение от ЭЭС (ЕЭЭС). Вместе с тем именно эта схема, как предполагается, получит наибольшее развитие, а ее вклад может составить 6-8% от электропотребления России в целом. Неучет данного фактора может привести к неадекватной оценке сложившейся ситуации, ошибочным прогнозам и принятию недостаточно обоснованных решений.

Теплоснабжение. Названия предлагаемых схем централизации теплоснабжения во многом подобны электроэнергетическим, однако критерии разделения (установления границ) несколь-

ко различаются. Предлагаемая система ценза в теплоснабжении может быть представлена в следующем виде:

а) высокоцентрализованное теплоснабжение (ВЦТС) – снабжение теплового района (город, часть города, промузел, агломерация) от одного мощного теплоисточника (например, более 500 Гкал/ч) или нескольких параллельно работающих источников (группы) той же суммарной мощности с максимальным радиусом подачи тепла (расстояние от источника или крупнейшего в группе источника до наиболее удаленного потребителя) более 8 км;

б) умеренно централизованное теплоснабжение (УЦТС) – снабжение теплового района от одного источника умеренной мощности (например, от 50 до 500 Гкал/ч) или нескольких параллельно работающих источников с максимальным радиусом подачи тепла от 2 до 8 км. К этому классу (схеме) относится также снабжение теплом от одного или нескольких источников одного предприятия или куста предприятий, вместе с примыкающим поселком (жилым районом) работников этого предприятия (куста), при значительной мощности теплоисточника и максимальном радиусе более 2 км. Общей особенностью схем «а» и «б» является наличие магистральных тепловых сетей с максимальным диаметром теплопроводов 400 мм и более;

в) система распределенной генерации тепловой энергии (РГТС) – снабжение небольшого теплового района (небольшой город, поселок городского типа, городской район, микрорайон, городской квартал, отдельное небольшое предприятие или куст предприятий) от одного теплоисточника небольшой мощности (до 50 Гкал/ч) или группы параллельно работающих источников той же суммарной мощности. В схеме РГТС отсутствуют магистральные тепловые сети больших диаметров – имеются лишь распределительные тепловые сети;

г) локальная строго децентрализованная схема (ЛДЦТС) – снабжение отдельного объекта – отдельного здания (жилого, общественного, производственного) или отдельного помещения (жилища, офиса, учреждения, другого помещения) от собственного теплоисточника, без передачи тепла по тепловой сети.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Во всех четырех представленных схемах централизации выделяются два принципиально различных технических (технико-экономических) решения по теплоисточникам: когенерация (теплофикация) (комбинированная схема энергоснабжения) и раздельная схема. К комбинированным относятся схемы, где единственным или доминирующим (более 50% годового отпуска тепла) теплоисточником являются когенерационные установки (паротурбинные, парогазовые, газотурбинные, газопоршневые, дизельные, с топливными элементами и др.) вместе со своими пиковыми котлами (или с покрытием пиковых нагрузок паром из энергетических котлов). Соответственно, к раздельным относятся схемы, где единственным или доминирующим теплоисточником являются паровые, водогрейные котлы, ТУУ и др. Однако достоинства и недостатки комбинированной и раздельной схем, их развитие и эволюцию их соотношения мы здесь не рассматриваем.

Как и разные схемы централизации электроснабжения, рассмотренные схемы централизации теплоснабжения в основном имеют свою нишу, определяемую размерами поселения, мощностью и теплоемкостью промышленности, плотностью тепловой нагрузки, требованиями надежности и теплового комфорта, исходным состоянием системы теплоснабжения. Однако существующее и желаемое (ожидаемое) на перспективу соотношение этих четырех схем (классов) достаточно различаются.

Прежде всего, следует отметить, что высокоцентрализованное теплоснабжение в значительной мере компрометирует саму концепцию централизации и, что особенно печально, идею теплофикации/когенерации (комбинированного энергоснабжения) (высокоцентрализованные схемы базируются как раз преимущественно на мощных ТЭЦ). Компрометируют тем, что в ВЦТС сравнительно высоки потери тепла в тепловой сети и расходы на перекачку теплоносителя, низка надежность поставок тепла, управляемость системы и комфортность отопления. По этим причинам и, кроме того, в силу особенностей современной ситуации с использованием (загрузкой) тепловой мощности крупных ТЭЦ, у них велики издержки и отпускные цены на тепловую энергию (соответственно – тарифы для потребителей). Поэтому представляется целесо-

образным сокращение не только доли ВЦТС, но и их абсолютных масштабов применения, вытеснение их системами классов УЦТС и РГТС (разумеется, преимущественно когенерационными). Вклад этого типа систем в производство тепловой энергии в перспективе до 2050 г. может составить 5-7%.

Многие проблемы высокоцентрализованного теплоснабжения являются проблемами и УЦТС. Вместе с тем этот тип систем наиболее подготовлен к преобразованию, а его значительный удельный вес в существующей структуре генерирующей мощности обеспечивает ему преобладание и в будущем. Прогнозируемая доля УЦТС в производстве тепловой энергии в перспективе может составить 45-48%.

Безусловно, относительное и абсолютное расширение вклада систем РГТС (разумеется, преимущественно за счет распределенной когенерации) является прогрессивной тенденцией. Их вклад к середине XXI в. может составить 30-35% всего теплопотребления страны.

Перспективы развития систем типа ЛДЦТС будут определяться, во-первых, масштабами коттеджной застройки и сооружения других подобных объектов на территориях с низкой плотностью тепловой нагрузки; во-вторых, успехами в разработке, освоении и массовом производстве высокоэффективных, надежных, экологических теплогенераторов соответствующей единичной мощности (использующих биомассу, другие возобновляемые ресурсы, жидкое топливо, сжатый или сжиженный газ, водород, в обоснованных случаях – электроэнергию), в том числе микрокогенерационного типа. Вклад ЛДЦТС, по прогнозным оценкам, может составить 13-15% от суммарного производства тепловой энергии.

Приведенная выше структура уровней централизации энергоснабжения отражает тенденции, наметившиеся в энергетике. Ее формализация позволит систематизировать и упорядочить систему мониторинга в энергетическом комплексе, процессы анализа и принятия решений по управлению энергетической инфраструктурой.

Количественные оценки инвариантны уровням энергопотребления и могут претерпеть изменения, но в целом они будут отражать тенденцию снижения уровня централизации энергоснабжения и активное развитие распределенной генерации.

ЛИТЕРАТУРА

1. IEA. *District heating distribution in areas with low heat demand density*. Senter Novem, 2008. 119 p.
2. Svend Frederiksen, Sven Werner. *District heating and cooling*. Sweden: Printed by exaktaprinting AB, 2013. 586 p.
3. *Энергетика СССР в 1986-1990 годах* / под ред. А.А. Троицкого. М.: Энергоатомиздат, 1987. 352 с.
4. *Энергетический комплекс СССР* / под ред. Л.А. Мелентьева и А.А. Макарова. М.: Экономика, 1983. 264 с.
5. *Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (утв. распор. Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р)*. М.: ГУ ИЭС, 2010. 180 с.
6. *Энергетика России: взгляд в будущее (Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 года)*. М.: Энергия, 2010. 616 с.
7. *100 лет теплофикации и централизованному теплоснабжению в России* / под ред. В.Г. Семенова. М.: Новости теплоснабжения, 2003. 246 с.
8. *Новая энергетическая политика России* / под общ. ред. Ю.К. Шафраника. М.: Энергоатомиздат, 1995. 512 с.
9. *Энергетика России. Стратегия развития (научное обоснование энергетической политики)* / ред. совет: В.В. Бушуев, А.А. Макаров, А.М. Мастепанов, В.В. Саенко, А.А. Троицкий, В.Б. Христенко, А.В. Шаронов, А.Б. Яновский. М.: ИЭС, 2005. 541 с.
10. *Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ-ИСЭМ* / отв. ред. Н.И. Вороний. Новосибирск: Наука, 2010. 686 с.

Поступила в редакцию
18.02.2015 г.

V. Stennikov⁷, G. Slavin⁸

STRUCTURING THE LEVELS OF ENERGY SUPPLY CENTRALIZATION

The research considers the issues of energy supply centralization and decentralization, which are fundamental for the formation and construction of energy systems. Based on the published studies and official strategic documents which are used to analyze the evolution of quantitative indices of the energy supply centralization levels, it is pointed out that these issues have not been and are still not paid sufficient attention. This results in a low efficiency of the systems. Following the emerging trends in the energy sector and the estimates obtained by the authors, the structure of the centralization levels and some of their quantitative relationships expected by the middle of the 21st century are offered.

Key words: electricity supply, heat supply, fuel supply, centralization, decentralization, distributed generation, levels of energy supply centralization.

⁷ Valery A. Stennikov – Deputy Director of Melentiev Institute for Energy Systems (ESI) SB RAS, Doctor of Engineering, professor, e-mail: sva@isem.sei.irk.ru;

⁸ Grigory B. Slavin – leading researcher, ESI SB RAS, PhD in Engineering, e-mail: homenko@isem.sei.irk.ru

УДК 330.4; 339.13 621.311

М.С. Долматова¹

РЫНКИ МОЩНОСТИ: ЭВОЛЮЦИЯ МОДЕЛИ И РЕАЛИЗАЦИЯ МЕХАНИЗМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Для обеспечения балансовой надежности в мировой практике наиболее активно применяются механизмы, основанные на мощности. В работе рассмотрены принципы работы и логическое обоснование модели рынка мощности как дополнительного для обеспечения надежности энергоресурсов. Анализ модели представляет практический интерес как близкой к существующей структуре рынка электроэнергии России. На основании результатов практического применения модели дается оценка ее способности обеспечить инвестиционные стимулы, надежность и экономическую эффективность.

Ключевые слова: рынок мощности, надежность, инвестиции, ценовые сигналы, рыночная сила, модели рынков электроэнергии.

Введение

С момента начала функционирования рынков электроэнергии стало понятно, что доход производителей электроэнергии должен быть больше уровня, формируемого ценами за поставку электроэнергии. Ограничения на рыночные цены, такие как *price-cap* и другие методы контроля рынка, могут существенно сдерживать ценовые сигналы при дефиците электроэнергии на рынке. Это служит доводом для создания отдельного от рынка электроэнергии рынка мощности, который будет поддерживать достаточность и надежность ресурсов в системе. Во многих странах возникла необходимость уверенности в том, что рыночная система инвестиций в генерирующие мощности способна гарантировать резерв, необходимый для надежной работы энергосистемы. Это стало причиной создания специального механизма торговли мощностью.

Выручка производителей только электроэнергии на рынках может быть недостаточной для строительства пиковых агрегатов в количестве, требуемом для обеспечения заданного уровня надежности. Тогда, исходя из затрат на строительство новых агрегатов, инвесторы строят экономически обоснованное количество генерирующих мощностей. Этот уровень, как правило, ниже, чем необходимый для надежной работы системы, и влечет в данных условиях более низкие доходы производителей. Разница между выручками производителей электроэнергии при требуемом и экономически обоснован-

ном уровнях резервов приводит к возникновению недополученной прибыли. Вследствие этого производителям требуются дополнительные доходы для поддержания надежности системы с заданным уровнем резервов.

Многие рынки электроэнергии, помимо основного рынка, используют дополнительные механизмы обеспечения надежности. Основные из механизмов, используемые на практике как дополнительные к рынкам только электроэнергии, можно классифицировать следующим образом [6]:

1. Механизмы, оперирующие мощностью, основанные на ее объеме.
2. Механизмы, оперирующие мощностью и основанные на цене (плата за мощность).
3. Долгосрочные двусторонние договоры.
4. Средства реагирования спроса.

Для обеспечения балансовой и оперативной надежности в мировой практике наиболее активно применяются механизмы мощности, основанные на ее объеме и цене. В данной работе рассматривается модель рынка мощности как дополнительного для обеспечения балансовой и оперативной надежности энергоресурсов. Рынки мощности активно обсуждаются. Хотя признается их необходимость [4], отмечается сомнительность результатов исходных моделей [3] и возможный больший успех при замене на альтернативные механизмы [2, 7]. Анализ модели представляет практический интерес как близкой к существующей структуре рынка электроэнергии России.

¹ Марина Станиславовна Долматова – ведущий специалист Службы развития рынков, ОАО «СО ЕЭС», e-mail: ms.marina.dolmatova@gmail.com.

Модель организации дополнительного рынка

Рассмотрим принципы работы и логическое обоснование модели, и на основе результатов применения на практике оценим ее способность обеспечить инвестиционные стимулы, надежность и экономическую эффективность. Анализ и оценка модели проводится по следующим критериям:

1. *Обеспечение балансовой и оперативной надежности.* Концепция надежности энергосистемы содержит в себе две характеристики рынка: оперативная надежность, которая описывает способность системы выдерживать волнения и непредвиденные обстоятельства, и адекватность (балансовая надежность) – способность системы в любой момент времени удовлетворить спрос потребителей на мощность и электроэнергию. Анализируется, насколько можно ожидать, что применение рассматриваемых моделей будет стимулировать инвестиции в строительство и/или поддержание необходимого системе количества мощностей.

Обеспечение адекватного уровня энергоресурсов требует значительных инвестиций, которые возможны, только если инвестор ожидает, что покроет, по крайней мере, постоянные издержки (включая разумную норму прибыли). С учетом длительного временного горизонта инвестиций в энергетике уровень определенности или неопределенности на рынке играет критическую роль. Таким образом, важным критерием оценки вероятности обеспечения балансовой и оперативной надежности в долгосрочной перспективе является то, насколько каждая модель может обеспечить инвесторам определенность дохода. Даже в случае, если формально система располагает необходимыми резервами, на практике рынок может испытывать дефицит мощностей из-за того, что ресурсы не поддерживаются должным образом или намеренно удерживаются. В краткосрочном периоде надежность подразумевает создание стимулов для максимизации выпуска генераторов в периоды нехватки мощности и отсутствия удержания.

2. *Экономическая эффективность.* Несмотря на то, что обеспечение балансовой и оперативной надежности энергосистемы считается край-

не важным, успех в достижении этой цели всегда противопоставляется затратам, к которым приводит применение той или иной модели. Соблюдение принципа экономической эффективности – это возможность поставки в систему необходимого объема генерирующих мощностей по экономически обоснованной цене. В долгосрочной перспективе это значит, что модель должна не только предотвратить возникновение дефицита мощности в системе, но и минимизировать излишки мощности.

3. *Опыт применения на практике.*

Механизмы торговли мощностью, основанные на ее объеме. Рынок мощности

Механизмы, основанные на объеме мощности, напрямую обеспечивают необходимый уровень надежности. Они в явном виде устанавливают требования к уровню надежности и объему генерирующих мощностей на основе ожидаемого спроса и требований к резервам. Для ценообразования в этом случае используется дополнительный, часто рыночный, механизм. Отличительной чертой подобных моделей является то, что требования по объемам устанавливает регулирующий орган, и зачастую присутствует ценовое ограничение, определяемое политическим видением того, сколько потребитель готов платить за доступность мощности.

В механизмах, основанных на объеме мощности, в качестве товара мощности может выступать как установленная, так и доступная мощность, или способность обеспечить определенную системную услугу. Использование мощности для оказания системных услуг может накладывать на нее определенные технические требования. В классе подобных механизмов можно выделить следующие модели: рынки мощности, опционы на обеспечение надежности (форвардные рынки мощности), оперативные резервы.

Рассмотрим модель организации и эволюцию становления рынка мощности. Первоначально проекты рынков мощности предлагались только на некоторых рынках США (например, объединение PJM – крупнейший системный оператор США, координирующий работу энергосистем на территории 14-ти штатов, и NYISO – систем-

ный оператор штата Нью-Йорк). Однако сейчас подобные модели можно встретить в ряде других регионов, например, Западная Австралия и Российская Федерация. Основной идеей подобных механизмов является комплексное планирование ресурсов с рыночным механизмом достижения заданных параметров. Это достигается передачей участникам рынка обязанностей по поддержанию заданного уровня резервов. Основными характеристиками модели рынка мощности являются следующие:

- централизованное определение требований к объему мощности, который должен поддерживаться и быть доступным;
- установление подлежащих контрактованию объемов производителей и отключаемых потребителей с учетом уровня мощности, поставку которой в энергосистему и те и другие могут гарантировать;
- определение объема покупки мощности потребителями;
- заключение договоров на подлежащую продаже мощность (двусторонние договоры или централизованные торги);
- установление ценовых пределов и штрафов в случае невыполнения договора (непоставки мощности);
- финансовый расчет и мониторинг выполнения обязательств.

В деталях модели рынка мощности различаются в зависимости от условий, в которых функционирует рынок. Например, обязательства по покупке мощности могут быть делегированы системному оператору, как единому покупателю. Также могут различаться сроки между заключением договоров на поставку мощности и выполнением обязательств: от одного дня до нескольких лет вперед.

Рынок мощности основан на установлении конкретного требования к величине располагаемой мощности. Нужный уровень определяется централизованно, например, системным оператором, и зависит от различных параметров, таких как: прогноз потребления, требования к резервам, величины экспорта/импорта из/в систему. В зависимости от того, на какой период заключаются договоры поставки мощности, требование к величине располагаемой мощности устанавливается на год, сезон, месяц, неделю или даже день.

Договор заключается на величину располагаемой мощности генератора или отключаемой нагрузки, которую в среднем можно гарантированно поставить в систему при возникновении пиковой нагрузки. Эта величина определяется исходя из объема установленной мощности (или объема отключаемой нагрузки) с учетом графиков ремонтов, неплановых ремонтов и других технических особенностей. Хотя рынки мощности требуют предварительной аттестации генерирующих мощностей, они не накладывают такие специфические требования к техническим параметрам агрегатов, какие, например, характерны для рынков оперативных резервов, и в этом являются менее сложными.

Обеспечение балансовой и оперативной надежности. В логике рынков мощности заложено централизованное установление цели – уровня требуемой системе мощности и рыночный выбор пути достижения этой цели. Если модель сможет обеспечить наличие в системе установленного системным оператором уровня мощности, то ее результат будет полностью согласовываться с результатом традиционного долгосрочного планирования. В идеале модель должна обеспечить наилучшее сочетание установленной мощности и будущих требований в системе.

Платежи за располагаемую мощность влекут дополнительные денежные потоки производителям электроэнергии. Это приводит к более стабильному доходу, особенно для пиковых агрегатов, что снижает риски для инвесторов. Если производители предлагают свою мощность по долгосрочным предельным издержкам, то дополнительный доход является существенным для покрытия постоянных издержек, что создает стимулы для инвестиций.

Положительные эффекты от введения рынка мощности существенным образом зависят от двух входных условий: цены за продаваемую мощность, отражающей долгосрочные предельные издержки (пиковых) агрегатов, и наличия согласованности между временным горизонтом рынка мощности и планированием инвестиционных проектов. Возможна и несогласованность в модели рынка. Например, спрос на рынке мощности является заданным, что приводит к совершенной неэластичности функции спроса. Объем располагаемой мощности зависит в пер-

вую очередь от уже принятых инвестиционных решений, поэтому краткосрочные предельные издержки на поставку такой мощности равны постоянным операционным затратам и затратам на содержание мощности. В совокупности это приводит к тому, что цена на рынке мощности будет существенно ниже долгосрочных предельных издержек при избытке мощности, и будет приблизительно равняться *price-cap* в случае дефицита мощности. Как результат – возможна существенная волатильность цены, что подрывает сам принцип обеспечения определенности дохода для инвесторов.

Инвестиции в энергетике имеют достаточно длительное время реализации и период окупаемости в несколько лет. Рынок мощности, особенно в период его введения, напротив, имеет короткий горизонт планирования – меньше года. Это не позволяет новым участникам поставлять дополнительную мощность или реагировать на изменение требуемого системе объема.

Недостаточная эластичность спроса может также привести к манипуляциям на рынке, а именно – к удержанию мощности. Особенно, при относительно коротком временном горизонте, эта модель скорее создает стимулы к удержанию мощности, чем к привлечению ее на рынок.

Рассмотренные особенности модели рынков мощности несут в себе существенные риски. Модификации и улучшения моделей рынков мощности стали попыткой их минимизировать, включив в проектирование более длительный горизонт планирования или искусственную эластичность спроса.

Экономическая эффективность. Модель рынка мощности задает явно требуемый уровень мощности и полагается на рыночный механизм в определении компенсации за нее. Цель рынка – разрешить ценам приблизиться к долгосрочным предельным издержкам на мощность, что обеспечило бы долгосрочную эффективность. Важным моментом, требующим анализа, является волатильность цен на мощность.

Экономическая эффективность модели зависит от точности установленного оптимального уровня резервов. В рынках мощности участвуют все типы генераторов. Дополнительную прибыль получают не только пиковые агрегаты, но и агрегаты, для которых участие в рынке элек-

троэнергии является рентабельным. Таким образом, модель может привести к неожиданной прибыли для базовых генераторов и дополнительным платежам для потребителей.

Аукционы на рынке мощности завершаются до начала торгов на рынке электроэнергии на сутки вперед, так что прямого взаимодействия между ними нет. Дополнительные платежи от продаж на рынке мощности косвенно снижают необходимость пиковых агрегатов полностью покрыть свои постоянные издержки на рынке электроэнергии и дают дополнительные стимулы предоставлять мощность в периоды дефицита. Таким образом, существенное преимущество рынка мощности в том, что он улучшает краткосрочную эффективность рынка электроэнергии, позволяя пиковым генераторам предлагать электроэнергию по предельным издержкам, и снижает риск ценовых пиков.

Результативность и эффективность модели рынка мощности можно улучшить используя более длительный горизонт планирования в несколько лет. Однако более длительные периоды могут послужить барьером для входа на рынок новых участников рынка. Если они не успели заключить контракт, то будут исключены из рынка до окончания текущих периодов торгов и размещения.

Риски, возникающие вследствие вариативности задания параметров рынка мощности, рассмотрены при анализе действующих реальных рынков.

Опыт применения на практике: эволюция модели. В первоначальном варианте рынка мощности, предложенном в США, величина мощности, подлежащая продаже, соответствовала установленной мощности генерирующей единицы. Любой владелец генерирующего оборудования, прошедший тестовые испытания, мог предложить к продаже на рынке объем до величины установленной мощности оборудования. Каждая энергосбытовая компания должна была купить мощность в объеме своего планового спроса, увеличенного на величину резерва. В противном случае применялись штрафные санкции. Рынок мощности был независим от рынка электроэнергии и не налагал на поставщика требование быть способным предоставить проданную мощность в любое время. Предпо-

лагалось, что данная конструкция приведет к формированию на рынке корректной цены за установленную мощность и возникновению дополнительного потока выручки для поддержания адекватности энергоресурсов в системе.

Данный механизм работал вполне сносно до тех пор пока вся мощность принадлежала регулируемым предприятиям. Либерализация и ликвидация аффилированности производств и сбытовых компаний открыли ряд недостатков [8].

Вследствие вертикальности кривой спроса возникла проблема возможного использования производителями электроэнергии рыночной власти. Было проблематично определить установленную мощность как физический продукт, что приводило к слабым стимулам для производителей, получавших оплату за мощность, обеспечивать при необходимости ее доступность. С учетом всех структурных недостатков неудивительно, что рынок стал показывать плохие результаты как только стал конкурентным. Торги проводились на короткие периоды времени (месяц), кривая предложения была почти вертикальной и спрос фиксированным. Это приводило к высокой волатильности: при увеличении предложения цены были нулевыми, при снижении цены подскакивали до прайс-кепа. Реформирование рынка мощности проходило постепенно.

Одним из первых улучшений стал предложенный PJM переход от установленной мощности к «непринудительной мощности» UCAP (Unforced Capacity) – установленной мощности, скорректированной с учетом вынужденных простоев. Величина установленной мощности равнялась значению подтвержденному в ходе сезонного тестирования, и не включала никакого уточнения для надежности ресурса. Системный оператор PJM разработал показатель EFORd (Equivalent Demand Forced Outage Rate) – ожидаемая эквивалентная относительная длительность аварийного отключения стороны спроса, рассчитанная на основе статистики аварийных отключений для получения приближенного значения вероятности аварийного отключения ресурса в периоды высокой нагрузки в системе. UCAP определяется как произведение установленной мощности и $(1 - \text{EFORd})$. Переход от установленной к непринудительной мощности сни-

зил коэффициент аварийного простоя, увеличив надежность системы.

Проблема скачков цены была решена для рынков PJM и NYISO введением кривой переменной потребности в ресурсах (VRR – Variable Resource Requirement – название, используемое на рынке PJM). VRR отражает заранее заданную зависимость цены, по которой системный оператор готов купить мощность, от величины предложения на рынке.

Для целевого уровня требуемой мощности цена должна соответствовать стоимости входа на рынок пикового агрегата за вычетом его выручек на рынках электроэнергии и системных услуг. С ростом предложения на рынке предельная выгода от дополнительных резервов уменьшается и цена падает, постепенно становясь нулевой. При уровне резерва ниже целевого предельная выгода выше и цена растет. Начиная с определенного уровня мощности, действует ценовое ограничение – прайс-кеп. Применение кривой переменной потребности в ресурсах позволило увеличить эластичность спроса. Однако эластичность предложения оставалась довольно низкой, так как временной горизонт рынков мощности в несколько месяцев делал невозможным доступ на рынок новых участников.

Несмотря на то, что подобное VRR-моделирование стало существенным улучшением рынка мощности, оно имеет свои недостатки. Два наиболее существенных – это способ определения параметров кривой VRR и возможность использования рыночной власти как производителями, так и потребителями.

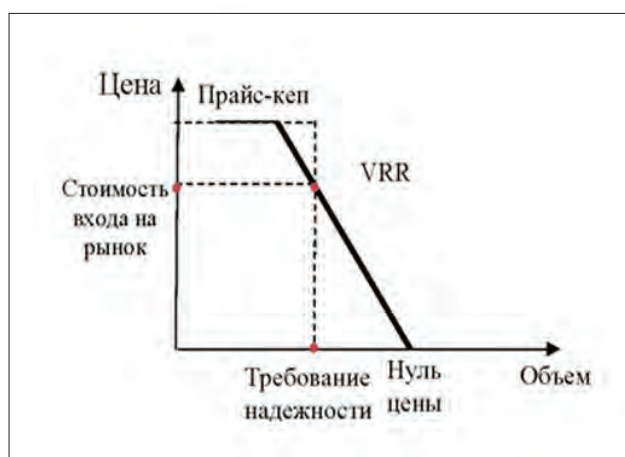
Равновесные цены на рынке с кривой переменной потребности в ресурсах зависят от вида конкретной кривой. Были рассмотрены всевозможные модификации [4], но требования простоты привели к тому, что VRR должна быть кусочно-линейной с тремя основными параметрами: стоимость входа на рынок пикового агрегата; величина, при которой цена за мощность становится нулевой; прайс-кеп. Именно так выглядит кривая спроса на рынке мощности региона Нью-Йорк Сити (рис. 1). Прайс-кеп и точка пересечения с нулем очень неточно ограничиваются экономическими соображениями и соображениями надежности. Прайс-кеп должен быть достаточно высоким, чтобы гарантировать, что

реальная величина стоимости входа на рынок новой пиковой мощности ниже прайс-кепа, так как иначе ценовой сигнал будет слишком низким для привлечения новых мощностей. Точка пересечения с нулем определяет эластичность спроса и этим влияет на конкуренцию на рынке. Чем ближе эта точка к требуемой величине мощности, тем более скачкообразными будут цены. На рынке NYISO точка пересечения с нулем цены соответствует объему мощности 112% или 118% от требования надежности к объему установленной мощности (в зависимости от региона). Данная величина учитывает необходимый региону резерв. Увеличение значения этой точки приводит к увеличению платежей потребителей в периоды излишка мощности. Хотя было показано [5], что долгосрочные издержки при более эластичной кривой переменной потребности в ресурсах ниже, чем при менее эластичной, значение нулевой точки было снижено под политическим давлением. На рынке установлено требование надежности – минимальный уровень резервов сверх величины пикового спроса, достаточной для покрытия ожидаемого сброса нагрузки общей продолжительностью 1 день за 10 лет. Цена за мощность на уровне требования надежности должна равняться стоимости нового входа на рынок.

Одним из ключевых параметров кривой переменной потребности в ресурсах является оценка стоимости нового входа на рынок. Эта оценка должна повторять расчеты, проводи-

мые при планировании и оценке инвестиций в новые мощности, и включать стоимость строительства, затраты на финансирование, дисконтированный поток денежных средств после налогообложения [9]. Подсчет затрат на финансирование требует принятия допущений о величине доли акционерного капитала, структуре заемных средств, процентной ставке по кредиту, внутренней норме доходности. Оценка ожидаемого будущего чистого денежного потока – крайне спорный вопрос. Для уменьшения значимости этой величины при оценке стоимости нового входа на рынок в качестве отправной точки используют пиковые агрегаты, что приводит к трудностям при моделировании высоковолатильных потоков доходов. Системный оператор PJM в оценке полагается на статистические значения, показанные подобными агрегатами, не стараясь привести их в соответствие текущим условиям рынка [10]. Основной трудностью, однако, остается то, что в результате происходит явное разделение на выигравших и проигравших: потребители платят меньше, если параметр стоимости входа на рынок меньше, для производителей более высокое значение этого параметра приводит к увеличению поступающих платежей. Все это приводит к политическим разногласиям и давлению при определении величины стоимости нового входа на рынок.

Второй существенной проблемой, возникающей вследствие применения кривой переменной потребности в ресурсах, является использование рыночной силы. Хотя с введением VRR спрос приобрел некую эластичность, она все же недостаточна, и платежи производителям резко сокращаются при увеличении предложения на рынке. Это создает стимулы применения рыночной власти крупными производителями и потребителями. Крупный производитель может удержать мощность, увеличив свой доход и платежи в целом. Возможность подобной ситуации активно обсуждалась для региона Нью-Йорк Сити, где большая часть мощностей принадлежит трем крупным производителям. Производители обязаны предлагать всю свою мощность, и существует ограничение на максимальное значение цены предложения. Тем не менее один из производителей последовательно



Источник: [4].

Рис. 1. Пример кривой переменной потребности в ресурсах

предлагал большую часть своих мощностей по максимальной возможной для заявки цене, даже зная, что не продаст таким образом всю мощность. Это поддерживало рыночную цену на максимуме. Хотя подобные действия полностью согласуются с правилами рынка NYISO, это послужило поводом для повторного анализа того, подходила ли существовавшая организация рынка, по крайней мере для региона Нью-Йорк Сити. Крутая функция VRR создает стимулы для использования рыночной власти также энергосбытовыми организациями. Организация может поддержать строительство новых генерирующих мощностей. В этом случае ей придется полностью оплатить стоимость договора на новые мощности, но она сможет понизить рыночную цену на существующие мощности. Именно таким образом поступили две энергосбытовые организации в Нью-Йорке, когда покрыли расходы на строительство 1000 МВт новых мощностей.

Рынок мощности PJM более всего претерпел изменения относительно базовой модели рынка мощности. Рассмотрим изменения, результаты которых уже можно оценить по исходам торгов и текущей структуре рынка (то есть без учета модификаций, произошедших в 2013-2014 годы). Последние корректировки модели рынка мощности PJM привели к следующим изменениям.

Рынок PJM был первым в США, на котором при проектировании надежности энергоресурсов были введены периоды в несколько лет. Период между завершением аукциона на поставку мощности и сроком начала поставки по заключенным договорам был увеличен в модели рынка мощности с нескольких дней до 3-4 лет. Так системный оператор PJM постарался улучшить исходы торгов на рынке, дав возможность конкурировать существующим и потенциальным, строящимся, производителям. Потенциальная польза от этого достаточно велика – рыночная власть существующих производителей электроэнергии ослабевает с усилением конкуренции на рынке [1]. Подобным образом можно ограничить рыночную власть потребителей: вывод из эксплуатации устаревшего и менее эффективного оборудования в ответ на финансирование строительства новых мощностей энергосбытовыми организациями. Новые ресурсы могут

заменять старые, менее эффективные, снижая риски надежности энергосистемы, связанные с изъятием устаревшего оборудования.

Были также другие изменения. Во-первых, рынок мощности PJM стал узловым. Раньше предполагалось, что мощность, как только она поставлена в сеть, может быть доставлена в любую точку. Для рынка с 170 000 МВт генерирующих мощностей и протяженностью более 1120 км это предположение оказалось неверным. Узловая привязка была необходима для правильных ценовых сигналов, чтобы новые мощности строились там, где есть их нехватка, а не там, где это дешевле.

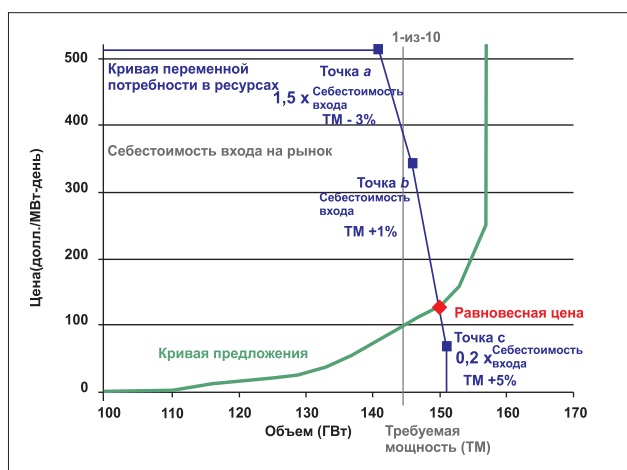
Во-вторых, хотя в качестве продаваемого продукта остается установленная мощность, скорректированная с учетом вынужденных простоев, платежи теперь зависят от доступности ресурса в течение 500 часов рассматриваемого года, в которые ожидается наибольшая нагрузка в системе. Целью такого изменения является создание стимулов для производителей делать доступными и предлагать свои мощности в периоды пиковой нагрузки, когда прайс-кеп рынка электроэнергии подавляет подобные рыночные сигналы.

В-третьих, на рынке введены правила, ограничивающие возможность использования рыночной силы производителями и потребителями: качественные ограничения на цену в заявке существующих и новых генерирующих мощностей.

Основной особенностью модели рынка мощности PJM является механизм проведения аукционов. PJM проводит основной аукцион на период поставки через три года. На этом аукционе торгуется вся мощность рынка с кривой переменной потребности в ресурсах в качестве кривой спроса.

На рис. 2 приведен пример реальных кривых спроса и предложения основного аукциона рынка мощности PJM [10]. Основные принципы построения кривой следующие. Координатам (цена, объем) опорной точки (b) соответствуют: значение себестоимости входа на рынок, равное разнице между значением стоимости входа на рынок для базисной технологии и расчетной величиной возмещения на рынке электроэнергии и системных услуг по этой же технологии на

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ



Источник: www.pjm.com.

Рис. 2. Кривые спроса и предложения основного аукциона мощности PJM на 2014-2015 гг.

основе данных за трехлетний период, предшествующий базовому аукциону, и объем, равный резерву мощности, который превышает целевой уровень резерва мощности приблизительно на 1%. Кривая падает вертикально от точки значения цены, равной 20% значения себестоимости входа на рынок (точка (с)), до нулевого значения на уровне резерва мощности. Уровень резерва мощности превышает целевой уровень приблизительно на 5%. VRR ограничена значением, равным наибольшему из себестоимости входа на рынок, умноженной на 1,5, и величины стоимости входа на рынок на уровне резерва мощности, который на 3% ниже целевого уровня (точка (а) на рис. 2).

Сочетание на рынке среднесрочных периодов (аукцион на несколько лет вперед) и кривой переменной потребности в ресурсах приводит к некоторой избыточности. Принцип VRR был создан в первую очередь для смягчения крайне неэластичного предложения. Однако на форвардном рынке, в зависимости от результатов аукциона, вход на рынок и выход из него может осуществляться до наступления срока поставки, что уже не делает предложение неэластичным. Также наличие VRR приводит к необходимости политических и экономических обсуждений того, как рассчитывать параметры этой кривой.

Использование VRR, стабилизирующей цены, позволило PJM проводить торги на рынке мощности со сроком наступления обязательств менее трех лет. Результаты торгов первых трех

аукционов (2007/2008, 2008/2009, 2009/2010) полностью согласовывались с рыночной логикой: цены в восточных регионах с ограничением ресурсов были выше, чем в западных, исконно богатых ресурсами. Однако на аукционе 2010/2011 цены в восточных регионах снизились, сравнившись с ценами на западе. Причиной этому явились, прежде всего, предстоявшая модернизация линий передач и снижение из-за увеличения ожидаемых запасов энергоресурсов административно устанавливаемой величины стоимости входа на рынок.

В целом оценка применения аукциона мощности на рынке PJM по результатам аукционов с 2007/2008 по 2014/2015 гг. положительная [10]. Модель смогла привлечь и удержать необходимые для балансовой надежности объемы мощностей. На нескольких первых аукционах предложение было немного меньше требований надежности. Этот результат отражает структуру предложения, созданную до введения модели, и факт использования более короткого периода поставки первых четырех аукционов, что не позволило участвовать большей части строящихся мощностей. В годы, когда торги проводились с периодом поставки равным полным трем годам, во всех регионах системы предложение мощности превышало объем требований надежности. По результатам первых аукционов удалось привлечь на рынок значительные объемы мощностей [11]. После утверждения описанной выше модели рынка мощности генерирующие единицы с объемом мощности более 3000 МВт отзывали свои запросы на консервацию, отложили вывод из эксплуатации или были заново активированы. Относительно небольшие объемы новых мощностей (см. таблицу) вполне объясняются тем, что рыночные цены были гораздо ниже уровня, требуемого для их входа. Этот результат не является неэффективным, поскольку существующие ресурсы оказались и более низкими по стоимости и достаточными по количеству.

Заключение

Благодаря явному и централизованному определению требований к величине располагаемой мощности, рынки мощности являются удобным и хорошо объяснимым механизмом

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Состав новой генерации, законтрактованной по результатам аукционов мощности PJM

Год поставки	Новые генераторы	Реактивированные генераторы	Модернизация	Суммарный прирост	Снижение мощностей	Итого прирост (снижение)	Генерация, прошедшая аукцион (UCAP)	% новой генерации
МВт установленной мощности								
2007/8	19,0	47,0	536,0	602,0	(674,6)	(72,6)	129281,6	-0,1%
2008/9	93,1	131,0	500,1	724,2	(375,4)	348,8	129,061,1	0,3%
2009/2010	476,3		796,0	1272,3	(550,2)	722,1	131338,9	0,5%
2010/2011	1027,7	170,7	577,8	1776,2	(301,8)	1474,4	131251,5	1,1%
2011/2012	2332,5	181,0	1062,8	3576,3	(264,7)	3311,6	130856,6	2,5%
2012/2013	1108,0		785,5	1893,5	(3093,9)	(1200,4)	128527,4	-0,9%
2013/2014	1278,2		392,2	1737,5	(1924,1)	(186,6)	142782,0	-0,1%
	6334,8	529,7	4650,4	11582,0	(5260,6)	4397,3	923099,1	0,5%

Источник: www.pjm.com.

обеспечения надежности энергосистемы. Многолетняя практика их использования на рынках США (PJM, NYISO) подтверждает способность механизма гарантировать наличие необходимых объемов генерирующих мощностей. Однако, как продемонстрировано в работе, модельные модификации рынков, направленные на улучшение их эффективности, а именно: увеличение срока, на который проводятся торги, введение искусственной эластичности спроса, централизованное резервирование – приводят также к возникновению рисков. Дополнительного исследования и анализа требуют следующие вопросы. В то время как ограничение рыночной силы производителей является регуляторным требованием, неопределенность на рынке, усиливаемая длительными сроками, требует акту-

альности в выборе соответствующих методов и их согласованности с существующими механизмами рынка. Полагание на централизованную генерацию, а не на распределенные возобновляемые источники электроэнергии (активно развиваемые в некоторых зарубежных энергосистемах), может привести к серьезным проблемам с наличием мощностей в случае возникновения аварийной ситуации одновременно на нескольких крупных станциях. Рассмотренная модель рынка мощности требует существенного резервирования за счет станций, работающих на ископаемом топливе, что является довольно дорогим. Вследствие этого возникает вопрос о возможности участия средств реагирования спроса в аукционах мощности и их корректного учета в модели.

ЛИТЕРАТУРА

1. Baumol W.J., Panzar J.C., Willing R.D. *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York, Harcourt, Brace Jovanovich, 1982.
2. Chao H., Wilson R. *Resource Adequacy and Market Power Mitigation via Option Contracts*, EPRI, Palo Alto, CA, 2004.
3. Cramton P. *Review of the Reserves and Operable Capability Markets: New England's Experience in the First Four Months*, White Paper, Market Design Inc., 1999.
4. Cramton P., Stoft S. *A Capacity Market that Makes Sense*, *The Electricity Journal*, Vol. 18, Issue 7, p. 43-54, 2005.
5. Hobbs B.F. *Affidavit of Benjamin F. Hobbs on Behalf of PJM Interconnection, L.L.C. FERC Docket No. ER05-1410-000*, 2005.
6. *Information paper on Supplementary Market Mechanisms to Deliver Security and Reliability*, KEMA report for NEM, 2009.
7. Oren S. *Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets*, EPRI, Palo Alto, CA, 2004.
8. Parsonage J. (KEMA Consulting), *Industry Presentation – SEM Capacity Payment Mechanism*, 2007. URL: www.allislandproject.com.
9. Pfeifferberger J., Newell S., Earle R., Hajos A., Geronimo M. *Review of PJM's Reliability Pricing Model*

(RPM), the Brattle Group for PJM Interconnection, L.L.C., 2008. URL: www.brattle.com.

10. Pfeifenberger J., Newell S., Spees K., Hajos A., Madjarov K. *Second Performance Assessment of PJM's Reliability Pricing Model*, the Brattle Group, 2011. URL: www.pjm.com.

11. PJM Interconnection, L.L.C. 2014/2015 RPM Base Residual Auction Results. URL: <https://www.pjm.com/~media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/2014-2015-rpm-bra-results-report-addendum.ashx>.

Поступила в редакцию
12.03.2015 г.

M. Dolmatova²

CAPACITY MARKETS: MODEL TRANSFORMATION AND IMPLEMENTATION FOR RESOURCE ADEQUACY PROVISION

Capacity-based mechanisms are widely applied for energy system resource adequacy provision in international practice. The paper considers a capacity market and its model mechanisms for system adequacy provision. Capacity market design analysis is of special interest as it is the closest mechanism to the actual Russian power market structure. The paper analyzes the model implementation results and the extent of achieved goals.

Key words: capacity market, adequacy, investment, price signals, market power, electricity market design.

² Marina S. Dolmatova – Lead market development specialist, JSC SO UPS, e-mail: ms.marina.dolmatova@gmail.com.

УДК 620.9:662.6

В.И. Шарапов¹

О ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Рассмотрены некоторые законодательные и нормативные акты последнего времени в области теплоснабжения, означающие отход от концепции комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Показана несостоятельность документов, касающихся запрета на применение открытых систем теплоснабжения и вакуумной деаэрации в открытых системах теплоснабжения.

Ключевые слова: теплофикация, законодательные и нормативные акты по теплоснабжению, открытые и закрытые системы теплоснабжения, вакуумная деаэрация.

Введение

Одним из основных приоритетов отечественной энергетики в течение многих десятилетий была теплофикация. По определению проф. Е.Я. Соколова, одного из патриархов теплофикации, *«под термином теплофикация понимается централизованное теплоснабжение на базе комбинированной, то есть совместной выработки теплоты и электрической энергии»* [1, с. 8].

Теплофикация позволила обеспечить высочайшую эффективность энергетики страны благодаря наиболее рациональному топливоспользованию. Успеху отечественной теплофикации способствовали плановый характер народного хозяйства страны и широкое распространение централизованных систем теплоснабжения крупных городов и промышленных предприятий, в которых в качестве главных теплоисточников использовались теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) – электрические станции с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Интересно, что в период энергетического кризиса 70-80-х годов прошлого века страны Запада использовали советский опыт теплофикации как один из основных путей повышения энергетической эффективности и безопасности экономики своих стран [2, с. 3-8].

В последние годы достаточно важным событием для теплоэнергетической отрасли России стало принятие закона «О теплоснабжении» [3]. Законом предусмотрен безусловный приоритет теплофикации в теплоснабжении страны, а

также комплексный подход к развитию систем теплоснабжения на основе разработки схем теплоснабжения крупных городов.

В некоторых регионах страны благодаря государственной мудрости регионального руководства отечественный опыт теплофикации сохраняется и приумножается. В частности, в Татарстане теплоснабжение при масштабном жилищном строительстве основывается только на теплофикации, благодаря чему в республике ТЭЦ работают с полной нагрузкой, то есть в наиболее экономичном режиме, а тарифы на электричество и теплоту значительно ниже, чем в других регионах страны.

В то же время во многих других регионах благодаря безграмотности и безответственности местного руководства, а также хищническому поведению энергетических компаний, на которые расчленено РАО «ЕЭС России», стало широко распространяться децентрализованное теплоснабжение, заведомо уступающее теплофикации по энергетической эффективности [4, с. 23].

Постановка проблемы

К сожалению, в последние годы вышли некоторые законодательные и нормативные акты в сфере теплоснабжения, означающие существенный отход от концепции теплофикации и наносящие значительный урон экономике страны.

Особенно поразило принятие Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты

¹ Владимир Иванович Шарапов – заведующий кафедрой теплогазоснабжения, руководитель НИЛ «Теплоэнергетические системы и установки» Ульяновского государственного технического университета, д.т.н., профессор, e-mail: vlad-sharapov2008@yandex.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» [5], в котором неизвестные его авторы записали:

«С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается».

С 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается».

Это закон [5] принят якобы в связи с необходимостью внести поправки в некоторые законодательные акты после выхода Федерального закона от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» [6]. Сколько не вчитывался в этот закон, не обнаружил там требований ликвидировать открытые системы теплоснабжения, в том числе в ст. 24 Закона «Обеспечение качества горячей воды». Авторы закона [5] явно перестарались.

Одними из инициаторов столь радикальных законодательных положений стали западные фирмы, активно продвигающие на наш рынок весьма дорогостоящее оборудование для тепловых пунктов закрытых систем теплоснабжения. В странах Запада этот рынок давно перенасыщен. Если же взяться за переустройство систем теплоснабжения в огромной России, эти западные фирмы обеспечивают себе благополучие на долгие-долгие годы.

Рассмотрим, стоит ли отказываться в России от открытых систем теплоснабжения, которые, как известно, обеспечивают максимальный эффект комбинированной выработки теплоты и электрической энергии, то есть теплофикации.

Преимущества и недостатки открытых и закрытых систем теплоснабжения

В крупных системах централизованного теплоснабжения, подключенных к ТЭЦ, (теплофикационных системах) применяются два спо-

соба горячего водоснабжения потребителей: приготовление воды необходимого качества и подогрев ее на ТЭЦ с последующим разбором горячей воды потребителями непосредственно из теплосети (в открытых системах) и подогрев перед подачей потребителям водопроводной питьевой воды сетевой водой в поверхностных теплообменниках местных тепловых пунктов (в закрытых системах).

Исторически сложилось так, что в отечественных теплофикационных системах эти два способа горячего водоснабжения используются в равной мере: например, Москва располагает крупнейшей в мире закрытой системой теплоснабжения, а Санкт-Петербург – крупнейшей в мире открытой системой.

Каждая из этих двух систем теплоснабжения обладает своими достоинствами и недостатками. Закрытые системы теплоснабжения имеют более стабильный гидравлический режим благодаря относительному постоянству расхода воды в подающей и обратной магистралях.

Открытые системы теплоснабжения позволяют максимально реализовать эффект комбинированной выработки электрической и тепловой энергии за счет использования низкопотенциальных источников теплоты для подогрева больших количеств подпиточной воды теплосети на ТЭЦ. Одним из примеров рационального использования низкопотенциальной теплоты может служить Южная ТЭЦ в Санкт-Петербурге с расходом подпиточной воды теплосети в несколько тысяч тонн в час. Подогрев исходной воды перед вакуумными деаэраторами подпиточной воды на этой ТЭЦ осуществляется только отработавшим паром трех турбин Т-250-240 во встроенных пучках конденсаторов, а подогрев воды, используемой в качестве греющего агента в вакуумных деаэраторах, производится паром высокоэкономичных отопительных отборов одной из турбин.

Таким образом, применение открытых систем теплоснабжения в настоящее время особенно актуально в связи с постоянно повышающимися требованиями к энергетической эффективности всех отраслей отечественной экономики [7].

Тем не менее в разные годы раздавались призывы ликвидировать существующие открытые

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

системы теплоснабжения из-за какого-либо из недостатков, например, из-за более сложного гидравлического режима этих систем или под предлогом улучшения качества горячего водоснабжения.

Одним из главных аргументов сторонников закрытых систем является якобы повышенная надежность и низкая коррозионная повреждаемость из-за герметичности этих систем и малых расходов подпиточной воды, с которой вносится дополнительное количество растворенных коррозионно-агрессивных газов. Мой многолетний опыт исследовательской и наладочной работы в закрытых системах теплоснабжения ряда городов и опыт коллег показывает, что полную герметичность закрытых систем следует считать мифом: во всех закрытых системах из-за неплотностей подогревателей горячего водоснабжения существуют огромные перетоки неаэрированной водопроводной воды в теплосеть, приводящие к интенсивной внутренней коррозии трубопроводов теплосети [8]. В ряде случаев переток в теплосеть неаэрированной воды делает практически никчемной хорошую деаэрацию малых количеств подпиточной воды на ТЭЦ. Именно по этой причине, как показали результаты проведенного ВТИ в начале 90-х годов широкомасштабного обследования отечественных систем теплоснабжения, интенсивность внутренней коррозии в открытых и закрытых системах примерно одинакова.

Более того, при превышении давления греющей сетевой воды над давлением нагреваемой водопроводной воды происходят нерегулируемые перетоки сетевой воды, не соответствующей нормативам качества питьевой воды, через неплотности подогревателей в трубопроводы горячей воды, подаваемой потребителям, то есть не выполняются санитарно-гигиенические требования к горячему водоснабжению [9]. В связи с этим едва ли можно говорить о повышенной санитарно-эпидемиологической безопасности этих систем.

В открытых системах, где в качестве исходной воды для приготовления подпиточной воды используется питьевая вода, а противонакипная и противокоррозионная обработка подпиточной воды происходит централизованно квалифицированным персоналом и под постоянным

контролем, подобные недостатки практически исключены.

В связи с приведенными выше доводами совершенно неубедительным выглядит п. 3.1.3 другого принятого в последние годы нормативного акта – СанПиН [9], в котором утверждается, что с санитарно-эпидемиологических позиций наиболее надежны системы централизованного горячего водоснабжения, присоединенные к закрытым системам теплоснабжения.

Все менее актуальными становятся в настоящее время и доводы о нестабильности гидравлических режимов открытых систем. Наличие большого парка современных приборов автоматического регулирования и широкое распространение их в системах теплоснабжения позволяет надежно компенсировать влияние переменных расходов воды в сетевых магистралях.

Попытаемся сопоставить преимущества и недостатки открытых и закрытых систем теплоснабжения.

Открытые системы. Преимущества:

1. Высокая энергетическая эффективность благодаря использованию низкопотенциальных источников теплоты, в том числе отработавшего пара турбин ТЭЦ для подготовки больших количеств подпиточной воды теплосети.

2. Поддержание высокого качества сетевой воды во всей системе теплоснабжения и в местных системах отопления и горячего водоснабжения потребителей благодаря возможности высокоэффективной централизованной противонакипной и противокоррозионной обработки подпиточной воды на ТЭЦ.

3. Низкая стоимость местных тепловых пунктов потребителей.

Недостатки:

1. Более сложный гидравлический режим системы из-за разности расходов сетевой воды в подающей и обратной магистралях (недостаток преодолевается путем применения современных приборов автоматического регулирования режима).

2. Низкая стоимость местных тепловых пунктов потребителей.

Закрытые системы. Преимущества:

1. Стабильный гидравлический режим системы благодаря примерно одинаковому расходу сетевой воды в подающей и обратной магистралях.

2. Низкая стоимость установки для подготовки малых количеств подпиточной воды теплосети на ТЭЦ.

Недостатки:

1. Пониженная энергетическая эффективность системы из-за ограничения возможностей использования низкопотенциальных источников теплоты на ТЭЦ.

2. Высокая стоимость большого количества местных тепловых пунктов потребителей из-за наличия в них подогревателей горячего водоснабжения.

3. Перетоки неаэрированной водопроводной воды в теплосеть через неплотности подогревателей горячего водоснабжения, приводящие к интенсивной внутренней коррозии трубопроводов теплосети.

4. Высокая интенсивность внутренней коррозии металлических участков трубопроводов неаэрированной горячей воды в местных системах горячего водоснабжения.

Из сравнения с очевидностью следует, что в современных условиях более предпочтительными являются открытые системы теплоснабжения.

Мне за десятки лет производственной и научной работы приходилось слышать много раз в разных начальственных кабинетах предложения, а то и требования, о переводе действующих открытых систем в закрытые. К счастью, пока вроде бы ни в одном из городов страны ни у кого до осуществления этих требований дело не дошло. Не сомневаюсь, что процитированные выше положения Закона [5] о запрете открытых систем теплоснабжения являются мертворожденными.

Мнение сторонников Закона [5] из различных эксплуатационных организаций о том, что при переходе на закрытый водоразбор горячей воды можно будет кардинально решить все проблемы отечественного теплоснабжения, чаще всего обусловлено крайне неудовлетворительным состоянием теплоэнергетического хозяйства городов с открытыми системами, сложившимся за два десятилетия развала энергетики, и неверием в возможность исправления нынешнего положения.

Однако во многих городах страны и закрытые системы теплоснабжения находятся в еще более незавидном состоянии, чем, например, откры-

тая система теплоснабжения Санкт-Петербурга. И что же, вместо наведения порядка там надо поднимать вопрос о переходе на открытые системы?

Сторонники ликвидации открытых систем даже не пытаются хотя бы ориентировочно прикинуть масштабы потерь топлива в теплоэнергетике и масштабы затрат в городских хозяйствах при переходе от открытых систем теплоснабжения к закрытым системам в половине крупных городов страны. А если бы смогли прикинуть – поняли бы абсурдность и невозможность практической реализации подобных «инноваций». Так, только на одной уже упомянутой Южной ТЭЦ отказ от подготовки подпиточной воды для открытой системы теплоснабжения привел бы к ежегодному перерасходу более ста тысяч тонн условного топлива.

Кроме того, сотни миллиардов рублей в масштабе только одного Санкт-Петербурга, а в масштабах страны – десятки триллионов, потребуются на устройство тепловых пунктов закрытых систем теплоснабжения. Взять эти средства неоткуда – только из карманов потребителей путем многократного повышения тарифов. Можно себе представить, к каким общественным взрывам привело бы излишне рьяное исполнение антисоциального Закона [2].

Проблема теплоснабжения совсем не в типе систем – открытых или закрытых. И те, и другие в большинстве городов страны сегодня работают неудовлетворительно. Проблема отечественного теплоснабжения энергетики в целом, да и многих других отраслей – не столько техническая и экономическая, сколько политическая, то есть проблема власти.

Когда-то я писал в статье [10]: *«О роли власти убедительно свидетельствует опыт развитых капиталистических стран по преодолению энергетического кризиса 70-80-х годов. Успешное и быстрое преодоление кризиса стало там возможным только благодаря активным, продуманным и жестким действиям – «цивилизованному насилию» государственных властей. В большинстве западных стран были осуществлены эффективные государственные программы энергосбережения, предусматривающие государственное планирование и финансовую поддержку из государственного бюджета. Го-*

сударством предоставлялись финансовые льготы при реализации энергосберегающих мероприятий, в том числе при создании крупных и малых теплофикационных систем, и применялись экономические санкции при несоблюдении государственных нормативов по снижению энергетических затрат. Никто там тогда не сетовал на нарушение демократии, на нарушение рыночных законов – в тот период это было необходимо для безопасности стран Запада. О роли власти говорит также опыт выхода Америки из великой депрессии, когда меры предпринимались совсем не рыночные и совсем не либеральные.

В настоящее время положение в отечественном теплоснабжении и в энергетике в целом стало угрожающим для экономической безопасности страны. Исправление этого положения, в том числе реализация энергосберегающей политики во всех сферах экономики, возможно только при существенном усилении государственного влияния на деятельность энергетических компаний и других субъектов энергетического рынка.

Положительные сдвиги в энергетике появятся тогда, когда их потребует сильная и ответственная государственная власть».

И сейчас подписываюсь под этими словами, хотя с трудом представляю, что сегодня власть, допускающая выход пролоббированных законов, вроде Закона [5], полностью противоречащего духу и букве Законов [3, 7], способна на эти положительные сдвиги.

Поражает, что немецкий бундестаг принял в недавние годы по представлению правительства Германии законы, например, о солидных экономических преференциях при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии...

Где же выход из создавшегося положения в открытых, да и закрытых, системах централизованного теплоснабжения? Полагаю, что в приведении в порядок и усовершенствовании существующего теплоэнергетического хозяйства – это потребует в сотни, если не в тысячи раз меньше затрат, чем при обращении руководителей этого хозяйства в другую веру, к другой парадигме развития отечественного теплоснабжения.

Понимаю, что при существующей расчлененности энергетики, при противоречии интересов теперь уже негосударственных генерирующих и теплосетевых компаний, при полной отстраненности государства от управления энергетикой реализовать это сложно, но необходимо. В конце концов – это вопрос благополучия наших городов, вопрос нашего профессионального долга и нашей профессиональной чести.

Уверен, что здравый смысл победит и в обозримом будущем проблема выбора способа горячего водоснабжения будет решаться, прежде всего, исходя из энергетической эффективности теплофикационных систем и с учетом качества исходной воды в источниках водоснабжения конкретных городов.

О вакуумной деаэрации подпиточной воды для открытых систем теплоснабжения

Необходимым условием для энергетически эффективной работы теплофикационных систем с открытым водоразбором является применение вакуумной деаэрации подпиточной воды теплосети. Именно использование источников низкопотенциальной теплоты, в том числе отработавшего пара турбин, для подогрева теплоносителей перед вакуумными деаэраторами подпиточной воды позволяет максимально реализовать эффект теплофикации на тепловых электростанциях.

Рассмотрим еще один нормативный документ, непосредственно касающийся применения вакуумных деаэраторов в открытых системах теплоснабжения.

Относительно недавно вышли в свет Санитарные правила и нормы (СанПиН) 2.1.4.2496-09 [9], в которых изложены гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения. В частности, в СанПиН 2.1.4.2496-09 [9] отмечено, что:

«2.3. Санитарно-эпидемиологические требования к системам горячего централизованного водоснабжения направлены:

– на предупреждение загрязнения горячей воды высококонтагиозными инфекционными возбудителями вирусного и бактериального происхождения, которые могут размножаться при температуре ниже 60 °С, в их числе Legionella Pneumophila.

2.4. Температура горячей воды в местах водозабора независимо от применяемой системы теплоснабжения должна быть не ниже 60 °С и не выше 75 °С.

3.1.5. Исходная вода для СЦГВ, поступающая непосредственно на теплоисточники и тепловые пункты, должна соответствовать требованиям технических регламентов и санитарно-эпидемиологических правил и нормативов, регламентирующих безопасность и безвредность питьевой воды.

3.1.9. Качество воды у потребителя должно отвечать требованиям санитарно-эпидемиологических правил и норм, предъявляемым к питьевой воде.

3.1.10. При эксплуатации СЦГВ температура воды в местах водозабора не должна быть ниже +60 °С, статическом давлении не менее 0,05 МПа при заполненных трубопроводах и водонагревателях водопроводной водой.

4.1. Производственный контроль качества горячей воды осуществляется:

4.1.1. В закрытых системах теплоснабжения:
– в местах поступления исходной воды (водопроводной);

– после водонагревателей.

4.1.2. В открытых системах теплоснабжения:
– в местах поступления исходной воды (водопроводной или воды источника);

– после водоподготовки (подпиточная вода);
– перед поступлением в сеть горячего водоснабжения».

Процитированные требования СанПиН 2.1.4.2496-09 [9] обеспечивают реально выполнимые условия санитарно-эпидемиологической безопасности систем централизованного горячего водоснабжения. Эти требования в полной мере согласуются с результатами исследования, проведенного нами совместно с Самарским филиалом НПО «Гигиена и профпатология» Минздрава РФ и центрами санитарно-эпидемиологического надзора ряда городов России и обобщенного в работе [11].

В то же время в СанПиН [9] включен ряд весьма спорных, ничем не обоснованных, противоречащих друг другу и, более того – просто реально невыполнимых положений:

«3.1.3. С санитарно-эпидемиологических позиций наиболее надежны СЦГВ, присоединен-

ные к закрытым системам теплоснабжения, а также системы с отдельными сетями горячего водоснабжения.

3.3.4. При открытой системе теплоснабжения деаэрация должна проводиться при температуре более 100 °С.

Для противонакипной обработки воды используются реагенты «СИЛИФОС», силикат натрия и другие, разрешенные для применения в установленном порядке.

Для антикоррозионной и противонакипной обработки воды нашли применение комплексоны – комплексы многоосновных органических фосфоновых кислот с ионами металлов. Цинковые комплексоны рекомендуется применять без других способов обработки воды, например, при отсутствии деаэрации или неэффективной работе катионных фильтров по умягчению воды. Наиболее широко распространены ингибиторы комплексного действия («Эктоскейл», «ОПТИОН»).

Проанализируем процитированные положения.

Несостоятельность тезиса п. 3.3.1 о большей санитарно-эпидемиологической надежности систем горячего водоснабжения, подключенных к закрытым системам теплоснабжения показана нами выше при сравнении открытых и закрытых систем.

Самым необоснованным и невыполнимым является требование в первом абзаце п. 3.3.4: «При открытой системе теплоснабжения деаэрация должна проводиться при температуре более 100 °С».

Это положение полностью противоречит процитированным выше пп. 2.3, 2.4, 3.1.10 этих же правил, где говорится, в частности, о том, что «Санитарно-эпидемиологические требования к системам горячего централизованного водоснабжения направлены на: предупреждение загрязнения горячей воды высококонтагиозными инфекционными возбудителями вирусного и бактериального происхождения, которые могут размножаться при температуре ниже 60 °С» и о необходимости поддержания температуры горячей воды не менее 60 °С.

Таким образом, температура 60 °С уже установлена в качестве безопасной в санитарно-эпидемиологическом отношении для систем

централизованного горячего водоснабжения. Почему для деаэрации необходима температура более 100 °С?

Совсем парадоксальным выглядит последний абзац п. 3.3.4, в котором говорится о возможности дозирования в горячую воду цинковых комплексонов взамен деаэрации, – естественно, в этом случае какие-либо повышенные температурные требования отсутствуют. У авторов СанПиН [9] получилось так, что физическая десорбция коррозионно-агрессивных газов при температуре менее 100 °С, то есть в интервале температур 60-100 °С, являющаяся сама по себе бактерицидным процессом для патогенных аэробов, является более опасной в санитарно-эпидемиологическом отношении для систем горячего водоснабжения, чем ввод химических реагентов в горячую воду при температуре 60 °С.

Едва ли кто из авторов СанПиН [9] сможет объяснить столь замысловатые парадоксы. Понятно, что для обоснования п. 3.3.4 никто и не думал проводить какие-либо исследования или хотя бы обследования реального положения дел в открытых системах теплоснабжения. Если прочитать первый абзац п. 3.3.4 глазами теплоэнергетика, то в нем просто-напросто запрещается применение вакуумной деаэрации подпиточной воды для открытых систем теплоснабжения. Для любого специалиста в области теплоэнергетики и теплоснабжения понятна абсурдность и невыполнимость этого требования.

Вакуумные деаэраторы получили широкое распространение, прежде всего, как средство радикального повышения энергетической эффективности ТЭЦ и теплофикационных систем в целом. В ходе исследовательских и наладочных работ, а также многолетней эксплуатации доказано, что серийно выпускаемые струйно-барботажные вакуумные деаэраторы при грамотной эксплуатации обеспечивают высокое качество противокоррозионной обработки подпиточной воды для открытых систем теплоснабжения, существенное повышение тепловой экономичности ТЭЦ, устранение потерь конденсата греющего пара, характерное для атмосферных деаэраторов, снижение капитальных затрат на деаэрационные установки.

Почти все теплоэлектроцентрали с открытыми системами теплоснабжения, введенные в

строй за последнюю половину прошлого века, спроектированы под использование вакуумных деаэраторов. Вакуумные деаэраторы позволяют максимально реализовать эффект комбинированной выработки электрической и тепловой энергии за счет использования низкопотенциальных источников теплоты для подогрева больших количеств подпиточной воды теплосети на ТЭЦ. Так, на уже упомянутой в начале статьи Южной ТЭЦ в Санкт-Петербурге именно применение вакуумных деаэраторов для противокоррозионной обработки подпиточной воды открытой системы теплоснабжения дает годовую экономию топлива на сумму до трети миллиарда рублей.

Таким образом, применение вакуумной деаэрации воды для открытых систем теплоснабжения в настоящее время особенно актуально в связи с постоянно повышающимися требованиями к энергетической эффективности всех отраслей отечественной экономики [7]. Ничем не обоснованное требование п. 3.3.4 [9] о запрете вакуумной деаэрации в этом контексте выглядит откровенно безответственным.

Требования о запрете вакуумной деаэрации появлялись в СанПиН и раньше, и с тем же уровнем аргументации. После выхода СанПиН 4723-88 по инициативе Главного технического управления Министерства энергетики СССР (в дальнейшем – Департамента науки РАО «ЕЭС России») и по согласованию с Министерством здравоохранения было выполнено упомянутое выше исследование возможности применения вакуумных деаэраторов для подготовки подпиточной воды открытых систем теплоснабжения [11].

В рамках этого исследования проанализирован обширный статистический материал по бактериологическим показателям качества сетевой воды в открытых системах теплоснабжения Ульяновска, Санкт-Петербурга, Астрахани, Воркуты, Саратова и других городов страны. Анализ полученного статистического материала подтвердил высокий уровень санитарно-эпидемиологической безопасности открытых систем теплоснабжения с вакуумными деаэраторами. Выявлено, что бактериологические показатели горячей воды в участках систем, подключенных как к ТЭЦ с вакуумными деаэраторами, так и

к станциям с атмосферными деаэраторами, одинаковы, то есть способ деаэрации не сказывается на санитарно-эпидемиологической безопасности системы теплоснабжения.

Для оценки применимости вакуумных деаэраторов в открытых системах теплоснабжения организациями Министерства здравоохранения, участвовавшими в исследовании, проведен анализ поведения патогенных микроорганизмов при температурах, характерных для вакуумной деаэрации. Установлено, что температура горячей воды 60 °С является необходимой и достаточной для обеспечения санитарно-эпидемиологической безопасности открытых систем теплоснабжения с вакуумными деаэраторами.

В результате этого исследования были разработаны рекомендации по применению вакуумных деаэраторов для подготовки подпиточной воды, обеспечивающие санитарно-эпидемиологическую безопасность открытых систем теплоснабжения [11]. Рекомендации согласованы с центральными органами санитарно-эпидемиологического надзора, что позволило снять запрет на использование вакуумной деаэрации в открытых системах теплоснабжения. Отметим, что рекомендации [11] издавались как временные, в расчете на то, что авторы будущих СанПиН по горячему водоснабжению умеют читать и владеют материалами, накопленными коллегами до их авторства. К сожалению, эти надежды не оправдались. Тем не менее рекомендации [11] никем не опровергнуты и не отменены, стало быть, время их действия не закончилось и многие проектные организации используют их в своей практической работе.

Еще одно замечание по второму абзацу п. 3.3.4 СанПиН [9], в котором сообщается, что для противонакипной обработки воды применяются силикатные реагенты. Это новое – до выхода СанПиН [9] все знали, что силикаты являются скорее накипеобразующими реагентами и использовать их следует лишь в качестве ингибиторов коррозии! Можно предположить, что приоритет открытия принадлежит никому неизвестному члену авторской группы СанПиН [9] из Ростова-на-Дону, который пролоббировал в третьем абзаце п. 3.3.4 цинковые комплексоны – неплохие, в общем-то, реагенты, производящиеся в его городе, – он явно присутствовал

в авторской группе в качестве теплоэнергетика, непонятно, правда, с какой стати.

Анализируя СанПиН [9], нельзя не задаться вопросом: почему одно государственное ведомство решает вопросы другой отрасли без участия специалистов этой отрасли? Возможно, это связано с общей утратой профессионализма и ответственности как в органах управления энергетикой, так и в органах управления здравоохранением – у них, кажется, в течение долгого времени и министерства-то своего не было.

Что делать?

Во-первых, не стоит паниковать и призывать к крестовому походу на Минздрав, как это часто происходит со специалистами по вакуумной деаэрации и проектировщиками тепловых электростанций после выхода очередного издания СанПиН по горячему водоснабжению. Никто в здравом уме не будет менять вакуумные деаэраторы на атмосферные, как никто не собирался делать этого в конце 1980-х гг. после выхода СанПиН 4723-88. Так что п. 3.3.4 СанПиН [9] в этом смысле мертворожденный, как и Закон [5]. При ознакомлении с Законом [5] и нормативным материалом [9] сразу вспоминаешь старую поговорку о том, что строгость и глупость наших законов уравнивается невозможностью и необязательностью их исполнения.

Во-вторых, безусловно, необходимо скорректировать СанПиН [9], исключив из них наиболее одиозный и безграмотный п. 3.3.4. Не следует драматизировать процесс этой корректировки: все проблемы разрешимы при наличии доброй воли, заинтересованности организаций, которых касается исполнение СанПиН, и наличии в стране специалистов, способных решить эти проблемы.

Полагаю, что и несуразные положения о постепенном запрете открытых систем теплоснабжения, неведь каким образом попавшие в закон [5], должны быть немедленно устранены. Надо, в конце концов, гордиться опытом отечественной теплофикации. В период энергетического кризиса 1970-80-х годов вся Европа вдруг оценила этот опыт и использовала его в развитии своих систем теплоснабжения [2]. Негоже сегодня отрещиваться от всего доброго, что достигнуто в отечественной теплоэнергетике и теплоснабжении.

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Выводы

1. Открытые системы теплоснабжения, в отличие от закрытых систем, позволяют максимально реализовать эффект комбинированной выработки электрической и тепловой энергии за счет использования низкопотенциальных источников теплоты для подогрева больших количеств подпиточной воды теплосети на ТЭЦ. Применение открытых систем теплоснабжения в настоящее время особенно актуально в связи с постоянно повышающимися требованиями к энергетической эффективности всех отраслей отечественной экономики.

2. В открытых системах теплоснабжения обеспечивается поддержание высокого качества сетевой воды во всей системе теплоснабжения и в местных системах отопления и горячего водоснабжения потребителей благодаря возможности высокоэффективной централизованной

противонакипной и противокоррозионной обработки подпиточной воды на ТЭЦ.

3. Открытые системы теплоснабжения надежнее закрытых систем в санитарно-эпидемиологическом отношении благодаря исключению попадания в местные системы горячего водоснабжения сетевой воды, не соответствующей критериям качества питьевой воды, через неплотности подогревателей горячего водоснабжения.

4. Необходимым условием для энергетически эффективной работы теплофикационных систем с открытым водоразбором является применение вакуумной деаэрации подпиточной воды теплосети. Вакуумная деаэрация при температуре деаэрированной воды 60 °С обеспечивает эффективную противокоррозионную обработку и санитарно-эпидемиологическую безопасность подпиточной воды открытых систем теплоснабжения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоиздат. 1982. 360 с.

2. Шарапов В.И., Ротов П.В. О путях преодоления кризиса в работе систем теплоснабжения // Проблемы энергетики. Известия вузов. 2000. № 5-6. С. 3-8.

3. Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

4. Шарапов В.И. Энергетические компании и теплоснабжение городов // Энергосбережение и водоподготовка. 2014. № 3. С. 23-26.

5. Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении».

6. Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении».

7. Федеральный закон от 23.11. 2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

8. Шарапов В.И. О предотвращении внутренней коррозии теплосети в закрытых си-

стемах теплоснабжения // Теплоэнергетика. 1998. № 4, с. 16-19.

9. Санитарные правила и нормативы СанПиН 2.1.4.2496-09. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения. Изменение к СанПиН 2.1.4.1074-01 // Российская газета. 22.05.2009. № 4916.

10. Шарапов В.И. Проблема энергоэффективности отечественного теплоснабжения // Новости теплоснабжения. 2003. № 9. С. 25-30.

11. Временные рекомендации по применению вакуумных деаэраторов в схемах подготовки воды для открытых систем теплоснабжения. Утверждены главным врачом Санитарно-эпидемиологической станции Минздрава СССР В.М. Подольским (1991 г.) / в сб. Справочно-информационные материалы по применению вакуумных деаэраторов для обработки подпиточной воды систем централизованного теплоснабжения. М.: СПО ОРГРЭС. 1997. 20 с.

Поступила в редакцию
29.11.2014 г.

V. Scharapov²

PRIORITY DIRECTIONS IN RUSSIAN HEAT POWER SYSTEMS DEVELOPMENT

The paper analyses some legislative and normative documents of the recent time concerning heat power procurement, signifying the shift from the concept of combined power and heat production. The paper presents the inadequacy of the documents, prohibiting the use of the open systems of heat procurement and vacuum deaeration in the open systems of heat procurement

Key words: district heating, legislative and normative documents on heat procurement, open systems of heat procurement, vacuum deaeration.

² Vladimir I. Scharapov – Head of Heat and Gas Procurement Department, Head of Laboratory Heat power systems and appliances of Ulyanovsk State Technical University, Doctor of Engineering, Professor, *e-mail:* vlad-sharapov2008@yandex.ru

УДК 346.1:621.1

М.Г. Каткова¹

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕХАНИЗМА КОНЦЕССИОННЫХ СОГЛАШЕНИЙ В КОММУНАЛЬНОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

На примере пилотных проектов в Псковской области рассмотрены и проанализированы особенности применения концессионного законодательства в теплоэнергетике, ключевые изменения нормативно-правовой базы и их влияние на практику применения механизма концессионных соглашений, практические трудности применения механизма концессии в теплоснабжении. Даны предложения по совершенствованию нормативно-правовой базы в целях расширения практики применения концессионного механизма.

Ключевые слова: концессионные соглашения, концессионное законодательство, АО «Газпром теплоэнерго», Псковская область, концессионер (инвестор), концедент.

Первые шаги применения механизма частно-государственного партнерства в теплоэнергетике Псковской области

АО «Газпром теплоэнерго» является одной из первых в России компаний, применяющей механизм концессионных соглашений (КС) для реализации проектов в теплоэнергетике. В соответствии с «Программой строительства, реконструкции и модернизации теплоэнергетических объектов Псковской области на 2012-2017 годы», а также Соглашением между администрацией Псковской области и АО «Газпром теплоэнерго» о сотрудничестве по реализации мероприятий в сфере развития теплоэнергетического комплекса региона в рамках синхронизации проектов развития систем теплоснабжения муниципальных образований на территории Псковской области, компанией построены генерирующие мощности и объекты инфраструктуры в трех районах.

В начале 2014 г. АО «Газпром теплоэнерго», пройдя соответствующие конкурсные процедуры, подписало концессионные соглашения с администрациями Островского, Пыталовского и Великолукского районов Псковской области в отношении объектов теплоснабжения сроком на 25 лет с ориентировочным объемом инвестиций в размере 221 млн рублей.

В рамках реализации этих соглашений построены и введены в эксплуатацию четыре газовых БМК общей мощностью 27,5 МВт. Новые

котельные заменили устаревшие мощности, работавшие на угле и мазуте.

По итогам реализации мероприятий, осуществляемых по концессионному соглашению, были достигнуты следующие технические параметры работы котельных (см. таблицу).

На 2015 г. установлены тарифы на тепловую энергию на уровне действующих с индексацией с 01.07.2015 на уровне предельного индекса роста тарифов, установленного ФСТ РФ для Псковской области. Таким образом, заключение концессионного соглашения существенно не отразилось на тарифе в сторону его увеличения.

В настоящее время на стадии подготовки к заключению концессионных соглашений находятся документы еще по трем муниципальным образованиям. Планируемый объем инвестиций АО «Газпром теплоэнерго» на реконструкцию и строительство объектов теплоснабжения Псковской области составляет ориентировочно 5,5 млрд рублей.

Особенности применения концессионного законодательства при реализации проектов в Псковской области

Можно выделить два существенных условия концессионных соглашений, заключенных в Псковской области:

- на момент заключения концессионных соглашений действующая редакция Фе-

¹ Мария Геннадьевна Каткова – начальник отдела по земельным и имущественным вопросам АО «Газпром теплоэнерго», e-mail: katkova.mg@gpte.ru

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Показатели	До реконструкции	После реконструкции
Удельный расход условного топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии, кг у.т./Гкал	220-256	156-157
Удельный расход электрической энергии на выработку 1 Гкал тепловой энергии, кВт·ч/Гкал	66,1 -77,9	19,5-23,0
Показатели, характеризующие снижение негативного воздействия на окружающую среду, т/год		
Остров БМК № 1	259,0	25,1
Дубрава БМК № 2	98,5	0,3
Пыталово Белорусская БМК № 3	412,6	2,1
Пыталово Юнкерова БМК № 4	165,5	6,8

дерального закона «О концессионных соглашениях» не предусматривала возможность концеденту принимать на себя часть расходов по финансированию создания и (или) реконструкции объекта КС;

- значения долгосрочных параметров регулирования деятельности концессионера условиями КС не закреплялись и устанавливались в соответствии с законодательством РФ в сфере регулирования цен (тарифов).

С учетом вышеизложенного были разработаны финансовая и юридическая модели применения концессионного механизма. Финансовая модель основана на возврате инвестиций концессионеру через получение арендных платежей от дочерней эксплуатирующей организации, источник формирования которых закладывается в тариф. Гарантацией возврата инвестиций являются предусмотренные условиями концессионного соглашения обязательства концедента по возмещению инвестиционных затрат и неполученных доходов не возмещенных ему на момент окончания срока действия КС, а также при досрочном прекращении КС.

Юридическая модель работы по КС строится на принципе разделения инвестиционной и операционной деятельности. Деятельность по созданию и (или) реконструкции объектов КС и деятельность по эксплуатации объектов КС осуществляется отдельными юридическими лицами, входящими в группу компаний «Газпром теплоэнерго». На практике, после проведения концессионером (инвестором) работ по созда-

нию и (или) реконструкции, объект передается в пользование дочерней компании АО «Газпром теплоэнерго» (теплоснабжающей организации), которая осуществляет деятельность по теплоснабжению.

Как показал опыт, указанная схема содержит ряд проблемных моментов. По условиям концессионного соглашения инвестиционная программа разрабатывается концессионером и является неотъемлемой частью соглашения. В соответствии с действующим законодательством инвестиционная программа утверждается в отношении организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения (теплоснабжающие организации – ТСО), и в ней должны быть учтены все существенные условия заключенного концессионного соглашения. На основании утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы устанавливаются регулируемые цены (тарифы) для теплоснабжающей организации.

В указанной схеме концессионер непосредственно не осуществляет деятельность по теплоснабжению, а только вкладывает инвестиции в объекты. Деятельность теплоснабжающей организации регулируется на основании заключенного договора о передаче объектов в пользование, а не согласно условиям концессионного соглашения и утвержденной инвестиционной программы. В связи с этим у концессионера существует риск по возврату вложенных инвестиций, если в тариф не будет включен необходимый размер арендной платы, обеспечивающий возврат инвестиций.

Чтобы нивелировать указанные риски в дальнейшем, АО «Газпром теплоэнерго» пришло к выводу о целесообразности совмещения инвестиционной и операционной деятельности непосредственно на концессионере.

В целом опыт реализации первых трех концессионных соглашений в Псковской области можно оценить как доказавший свою жизнеспособность.

Ключевые изменения нормативно-правовой базы и их влияние на практику применения механизма концессионных соглашений

Федеральный закон «О концессионных соглашениях» был принят еще в июле 2005 г., однако это не привело к массовому приходу инвестиций и частного бизнеса в ЖКХ. Причина в том, что до последнего времени закон твердо стоял на страже интересов властей (концедентов) и в недостаточной мере учитывал интересы концессионеров.

В 2015 г. вступили в силу важнейшие поправки в Федеральный закон от 21.07.2005 № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях», которые позволят сбалансировать ситуацию, повысив привлекательность концессий для инвесторов. С 1 февраля текущего года вступил в силу первый пакет поправок, расширяющих права и гарантии концессионеров. Концеденту эти поправки предоставляют возможность принимать на себя обязательства по финансированию части расходов на создание и (или) реконструкцию объекта концессионного соглашения, а также расходов на использование (эксплуатацию) объектов (установление платы концедента) вне зависимости от вида объекта концессионного соглашения. Концессионеру (инвестору) поправки предоставляют дополнительные государственные или муниципальные гарантии. Также поправками устанавливается преимущественное право концессионера по выкупу объекта КС по его рыночной стоимости, в случае, если объект был включен в документы планирования приватизации имущества. Кроме того, поправки устанавливают возможность проведения совместных конкурсов несколькими публично-правовыми образованиями.

Поправками о предоставлении дополнительных гарантий концессионеру установлены два

основания для применения положений об обеспечении его интересов:

- изменение совокупной налоговой нагрузки на концессионера;
- ухудшение положения концессионера таким образом, что он в значительной степени лишается того, на что был вправе рассчитывать, в том числе вследствие установленного режима запретов и ограничений в его отношении, ухудшающего его положение с режимом, действовавшим ранее.

Также меняется и способ обеспечения интересов концессионера. При наступлении негативных для концессионера событий концедент обязан принять меры, обеспечивающие окупаемость инвестиций концессионера. К таким мерам могут относиться:

- увеличение размера платы концедента;
- увеличение размера принимаемых концедентом на себя расходов;
- предоставление дополнительных гарантий – государственных или муниципальных;
- увеличения срока действия концессионного соглашения.

С 1 мая 2015 г. в российской правоприменительной практике появится механизм «частной инициативы» для заключения концессионных соглашений, вступают в силу поправки, допускающие возможность заключения концессионного соглашения по инициативе частного инвестора. До этого времени существовала большая проблема диалога между концессионером и концедентом, так как действующие нормы Федерального закона от 21.07.2005 № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях» не предусматривали такую возможность. С точки зрения антимонопольного законодательства контакты между сторонами могли быть квалифицированы как согласованные действия хозяйствующих субъектов, ограничивающие конкуренцию с наступлением ответственности, предусмотренной действующим законодательством. Механизм частной инициативы решает указанную проблему. Теперь лицо, заинтересованное в инвестировании в объекты теплоснабжения, может до заключения концессионного соглашения вести с публичной стороной переговоры.

Концессионная схема становится приоритетным направлением частно-государственного партнерства в теплоэнергетике. Так, с 01.01.2015 г. п. 3 ст. 28.1 Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» установил запрет на заключение договора аренды объектов теплоснабжения, находящихся в государственной или муниципальной собственности, в случае, если разница между датой ввода в эксплуатацию хотя бы одного объекта из числа таких объектов и датой опубликования извещения о проведении конкурса превышает 5 лет либо не может быть определена. Передача прав владения и (или) пользования данными объектами осуществляется только по концессионному соглашению.

В целом можно констатировать, что после принятия поправок в концессионное законодательство расширена необходимая нормативная база и сформированы основные условия для развития механизма концессии в сфере теплоснабжения. Законодательно закреплены гарантии возврата вложенных инвестиций путем установления долгосрочных параметров тарифного регулирования и возмещения инвестору недополученных доходов.

Безусловно, все это будет способствовать расширению практики применения механизма концессии в сфере теплоснабжения.

Практические трудности применения механизма концессии в сфере теплоснабжения

Несмотря на совершенствование концессионного законодательства, основные трудности применения концессионных соглашений лежат в практической плоскости. Основываясь на опыте АО «Газпром теплоэнерго», можно выделить следующие актуальные проблемы:

- отсутствие у муниципальных образований зарегистрированных прав на недвижимое имущество, входящее в объект концессионного соглашения;
- отсутствие утвержденных схем теплоснабжения;
- отсутствие опыта реализации проектов на условиях концессионного соглашения в системе органов государственного и муниципального управления;

- затруднения в определении взаимовыгодных условий концессионного соглашения;
- ограничения реализации применения механизма концессионной схемы несколькими публичными образованиями.

Наиболее острыми из вышеназванных проблем являются *отсутствие у муниципальных образований оформленных прав собственности на объекты концессионного соглашения и утвержденных схем теплоснабжения*. Концессионная схема предполагает законодательное закрепление права собственности на имущество, планируемое к передаче в концессию за публичным партнером-концедентом, а также наличие схем теплоснабжения (утвержденных и предусматривающих изменения, связанные с заключением концессионного соглашения).

Регистрация прав собственности публичной стороны на объекты теплоснабжения связана с необходимостью их технической инвентаризации для постановки на кадастровый учет, а также с необходимостью изыскания средств в бюджете на осуществление указанных мероприятий. Регистрация прав является достаточно длительным по времени процессом, а если к данному фактору добавляется отсутствие в бюджете публичного партнера-концедента достаточных средств, позволяющих оформить соответствующие документы и осуществить государственную регистрацию прав собственности на объекты недвижимого имущества, входящие в состав объектов концессионных соглашений, то реализация концессионной схемы становится невозможной.

По причине отсутствия у многих муниципальных образований зарегистрированных прав собственности на объекты теплоснабжения последние передавались во владение и пользование на условиях краткосрочных договоров аренды. Сроки действия договоров аренды истекли, возможность их продления не предусмотрена антимонопольным законодательством, возможность заключения новых не предусмотрена законом «О теплоснабжении».

В результате очень часто объекты теплоснабжения находятся в фактическом пользовании при отсутствии законного права владения ими. Соответственно, у эксплуатирующей организации возникают вопросы с тарифным регулированием и вложением средств в такие объекты.

Складывается порочный круг. С одной стороны, концессия является зачастую единственно возможным механизмом модернизации объектов теплоснабжения. С другой стороны – из-за трудностей с оформлением прав собственности реализация концессионного механизма становится невозможной.

Таким образом, отсутствие зарегистрированных прав собственности муниципальных образований на объекты теплоснабжения и утвержденных схем теплоснабжения может стать главным препятствием в модернизации российской теплоэнергетики.

Отсутствие опыта реализации проектов на условиях концессионного соглашения в системе органов государственного и муниципального управления. Привлечение капитала частных инвесторов, а также эффективность работы по предоставлению коммунальных услуг зависит от плодотворной совместной работы регионов и муниципалитетов. При реализации инвестиционных проектов по развитию систем теплоснабжения муниципальных образований на условиях КС большинство решений лежит на ответственных органах государственного и муниципального управления. Отсутствие опыта реализации подобных проектов существенно затрудняет процесс. Поэтому важным условием успешности указанных проектов является развитие компетенций в системе органов государственного и муниципального управления путем повышения соответствующего профессионального уровня исполнителей. Например, некоторые муниципальные образования в настоящее время устраивают фактические отношения, сложившиеся между ними и арендаторами, по ранее заключенным договорам аренды объектов теплоснабжения, находящихся в государственной или муниципальной собственности, сроки которых истекли, что противоречит действующему законодательству.

Затруднения в определении взаимовыгодных условий концессионного соглашения. Учитывая длительный характер реализации проектов по концессионной схеме и то, что стороны соглашения не обладают механизмами контроля по наступлению событий, влияющих на условия

реализации КС (изменение налоговой нагрузки, ухудшение положения концессионера), они должны быть в высокой степени защищены от негативных факторов.

Концессионное соглашение является предпринимательским договором и заключается на срок, учитывающий время создания и (или) реконструкции концессионного объекта, объем инвестиций и время их окупаемости. В течение указанного срока концессионер должен не только полностью вернуть вложенные инвестиции, но и получить определенную норму прибыли. Возможность переложить часть расходов на создание и (или) реконструкцию объекта концессионного соглашения на концедента, безусловно, большой стимул в развитии концессионной схемы, но дефицит бюджета публичной стороны концедента не позволяет применять указанную возможность на практике.

Для определения взаимовыгодных условий концессионного соглашения, гарантирующих возврат инвестиций в развитие объектов теплоснабжения в обозримые сроки, необходимо найти оптимальный баланс между размером инвестиций на создание или реконструкцию объектов теплоснабжения, финансируемых инвестором, механизмом тарифного регулирования, а также возможным размером финансовых обязательств публичного партнера-концедента, что в условиях сдерживания роста тарифов и ограниченных возможностей бюджета (приемлемая долговая нагрузка на бюджет) вызывает затруднения.

Ограничения реализации применения механизма концессионной схемы несколькими публичными образованиями. Федеральный закон «О концессионных соглашениях» не учитывает принцип самостоятельности бюджетов, установленный в ст. 31 Бюджетного кодекса РФ: «недопустимость установления расходных обязательств, подлежащих исполнению одновременно за счет средств двух и более бюджетов бюджетной системы РФ, за счет средств консолидированных бюджетов или без определения бюджета, за счет средств которого должно осуществляться исполнение соответствующих расходных обязательств».

Некоторые предложения по совершенствованию нормативно-правовой базы в целях расширения практики применения концессионного механизма

Федеральный закон «О концессионных соглашениях» не предусматривает компенсации затрат хозяйствующего субъекта, выступающего с частной инициативой на подготовку предложения о заключении КС, а также каких-либо иных преференций для лица, выступающего с инициативой. Это снижает возможность его применения на практике. Для подготовки предложения о заключении концессионного соглашения в порядке частной инициативы инициатор проекта (концессионер) несет немалые трудовые и финансовые затраты, однако в случае, если концессионное соглашение по итогам конкурса заключается не с ним никаких гарантий по компенсации потраченных денежных средств, усилий и времени инициатор проекта не имеет. Из-за неурегулированности указанных вопросов нормами налогового законодательства инициатор проекта не имеет возможности отнести финансовые затраты, связанные с подготовкой предложения о заключении концессионного соглашения, на затраты, уменьшающие налогооблагаемую базу по прибыли, и вынужден нести их за счет чистой прибыли.

В целях привлечения внебюджетных средств в развитие инфраструктуры и стимулирования хозяйствующих субъектов к участию в реализации инвестиционных проектов на условиях концессионных соглашений необходимо законодательное установление на региональном уровне механизмов финансовой поддержки инвесторов, среди которых особое место занимает налоговое льготирование. При подготовке данных нормативных актов представляется важным максимально конкретно определять особенности налогообложения с целью минимизации налоговых рисков, а впоследствии и налоговых споров при применении норм законодательства.

В ряде субъектов Федерации власти идут навстречу инвесторам. Например: ч. 1 ст. 3.1 областного закона Ленинградской области от 25 ноября 2003 № 98-оз «О налоге на имущество организаций» в редакции областного закона № 67-оз от 13.10.2014 г. предусматривает,

что освобождаются от налогообложения организации, заключившие концессионные соглашения с Ленинградской областью в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 2005 года № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях», в отношении недвижимого имущества, являющегося объектом этих концессионных соглашений на период действия концессионных соглашений». Однако на практике возникает вопрос, подпадают ли под действие этого закона концессионные соглашения, заключенные с муниципальными образованиями Ленинградской области, поскольку прямой оговорки о такой возможности закон не содержит.

Механизм частной инициативы предусматривает возможность всем заинтересованным лицам заявить о своем намерении участвовать в реализации концессионного соглашения на предложенных инициатором проекта условиях. В указанном случае публичная сторона обязана провести конкурсные процедуры на право заключения концессионного соглашения в соответствии с общими требованиями Федерального закона «О концессионных соглашениях». При этом закон не предъявляет к таким лицам требований о необходимости предоставления какого-либо обеспечения, что способствует наличию злоупотребления со стороны различных заинтересованных. Механизм частной инициативы, безусловно, расценивается как фактор, положительно влияющий на возможность применения концессионной схемы при инвестировании в объекты теплоснабжения, тем не менее он нуждается в более тонкой настройке на законодательном уровне по вопросам:

- компенсации понесенных расходов инициатору проекта, если концессионное соглашение по итогам конкурса заключается не с ним;
- требований в отношении предоставления обеспечения третьими лицами, подающими заявки о готовности участвовать в конкурсе;
- дополнительных гарантий прав инициаторов проектов, в том числе по защите прав интеллектуальной собственности.

В целом можно сказать, что в настоящее время механизм применения концессионных соглашений доказал свою жизнеспособность. Однако

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ И СТРУКТУРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

пока преждевременно говорить о его эффективности. Практика применения концессионного механизма, адаптивность законодательства к жизненным реалиям, а также настроенность участников рынка на конструктивный диалог и

преодоление возникающих трудностей покажут, насколько эффективна модель частно-государственного партнерства, заложенная в законе «О концессионных соглашениях».

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 21.07.2005 г. № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях».

2. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Поступила в редакцию
27.04.2015 г.

M. Katkova²

ACTUAL PROBLEMS OF APPLYING THE MECHANISM OF CONCESSIONAL AGREEMENTS IN ELECTRIC HEAT POWER UTILITY

By the example of the pilot projects in Pskov region the paper analyses the features of applying the concessional law in heat power sector, main changes in the legislation and their influence on the application of the concessional agreements mechanism, difficulties in applying the mechanism in heat power industry. The paper presents the ways of improvement of the legislative base for the purpose of widening of concessional agreements mechanism's application.

Key words: concessional agreements, concessional legislation, SC «Gazprom teploenergo», Pskov region, concessioner (investor), concessionary.

² Maria G. Katkova – Head of the Division of land and property of SC «Gazprom teploenergo», e-mail: katkova.mg@gpte.ru

ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ

1. На первой странице статьи необходимо указать: индекс УДК (над заголовком статьи слева), имя, отчество, фамилию автора, название статьи. В статье должна быть аннотация — не более 400–600 печатных знаков с пробелами и перечень ключевых слов.

2. Статьи должны быть структурированы. Рекомендуется стандартная рубрикация разделов: введение, постановка проблемы (задачи исследования); основная часть — обсуждение проблемы; заключение (выводы).

Текст предоставляется в распечатанном виде и на электронном носителе. Текст должен быть распечатан шрифтом Times New Roman, 12 кегля, через 1,5 интервала, с полями по 2 см сверху, снизу, слева и справа. Страницы должны быть пронумерованы снизу справа. Объем статьи — 10–15 стандартных страниц и 2–3 рисунка (сюда же входят таблицы и список литературы).

3. Таблицы предоставляются в тексте статьи, через 1,5 интервала, кегль 11.

4. Нумерация формул (сплошная по всей статье) указывается в скобках (в порядке возрастания) цифрами (1, 2 и т.д.) с правой стороны (в правый край набора).

5. Иллюстрации предоставляются в тексте статьи в электронном виде. На рисунках нужно избегать лишних деталей и надписей (надписи необходимо заменять цифрами или буквами, разъяснение которых дается в подрисуночных подписях или в тексте). Линии на рисунках должны быть четкими (5–6 рix), ширина рисунков не должна превышать 140 мм, высота — 200 мм. Шрифт буквенных и цифровых обозначений на рисунке — Times New Roman (9–10 кегль). Рисунки должны быть черно-белыми, с разными типами штриховки (с размером шага, позволяющим дальнейшее уменьшение).

6. Подрисуночные подписи предоставляются в тексте статьи, через 1,5 интервала, кегль 12.

7. Список литературы приводится в конце статьи, имеет сплошную нумерацию арабскими цифрами. По тексту статьи даются ссылки на номер в квадратных скобках: [1]. Библиографическое описание дается в следующем порядке: фамилия, инициалы автора (авторов), полное название монографии, место издания, издательство, год издания; для периодических изданий — фамилии, инициалы авторов, название статьи, название журнала, год выпуска, том, номер, страницы.

8. После списка литературы необходимо указать сведения об авторе (авторах): должность, ученую степень, звание, e-mail (если нет — контактный телефон).

9. Рукописи авторам не возвращаются.

10. Плата за публикации не взимается.

Благодарим за соблюдение наших правил и рекомендаций.

НАШИ НАУЧНЫЕ ИЗДАНИЯ



**ТЭК и экономика России
вчера, сегодня, завтра**



**Цены на нефть:
анализ, тенденции, прогноз**



**Мировой нефтегазовый рынок:
инновационные тенденции**



Энергетика России: прошлое, настоящее и будущее



**Кризис 2010-х годов
и новая энергетическая цивилизация**



**Мировая энергетика 2050
(Белая Книга)**



**Мировая энергетика:
состояние, проблемы, перспективы**



**Серия:
ЭНЕРГЕТИКА-ЭКОНОМИКА-ЭВОЛЮЦИЯ**



**Серия:
Энергетика будущего**

**В ПЕЧАТНОМ И ЭЛЕКТРОННОМ ФОРМАТЕ НА
WWW.ENERGYPUBLISH.RU**

