

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения
Российской академии наук

На правах рукописи



Подковальников Сергей Викторович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ОБОСНОВАНИЯ
РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В УСЛОВИЯХ
ИНТЕГРАЦИИ И ДЕРЕГУЛИРОВАНИЯ**

Специальность 05.14.01 –
Энергетические системы и комплексы

Диссертация
на соискание учёной степени
доктора технических наук

Иркутск – 2019

Оглавление

| | Стр. |
|--|------|
| Введение | 6 |
| Часть I. Обзорно-аналитические исследования проблемы обоснования развития электроэнергетики | 20 |
| Глава 1. Сложившаяся методология обоснования развития электроэнер- гетики | 20 |
| 1.1. Отечественная практика | 20 |
| 1.1.1. Методология периода централизованного управления | 20 |
| 1.1.2. Постреформенный период: современная методология | 25 |
| 1.2. Зарубежная практика | 37 |
| 1.2.1. Метод интегрированного планирования ресурсов | 37 |
| 1.2.2. Холистическое планирование | 40 |
| 1.3. Математические модели развития электроэнергетики | 41 |
| 1.4. Выводы по главе 1 | 48 |
| Глава 2. Интеграция и дерегулирование в электроэнергетике | 51 |
| 2.1. Электроэнергетическая интеграция | 52 |
| 2.1.1. Формирование межгосударственных электрических связей и энергообъединений | 52 |
| 2.1.2. Модели и методология развития ЭЭС в условиях интеграции .. | 68 |
| 2.2. Деревулирование электроэнергетики | 75 |
| 2.2.1. Процессы реформирования электроэнергетики | 75 |
| 2.2.1.1. Зарубежная практика | 75 |
| 2.2.1.2. Российский опыт | 82 |
| 2.2.2. Модели и методология развития ЭЭС в условиях дерегулирова- ния | 88 |
| 2.3. Выводы по главе 2 | 91 |

| | |
|--|-----|
| Часть II. Разработка концептуально-методического аппарата и модельного инструментария для усовершенствования методологии обоснования развития электроэнергетики в современных условиях | 94 |
| Глава 3. Концепция и методология обоснования развития электроэнергетики с учетом технико-экономических и организационных факторов в условиях интеграции и дерегулирования | 95 |
| 3.1. Система управления развитием электроэнергетики | 96 |
| 3.2. Концепция обоснования развития электроэнергетики с учетом технико-экономических и организационных факторов в условиях интеграции и дерегулирования | 103 |
| 3.3. Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики. | 107 |
| 3.4. Постановка задач обоснования развития электроэнергетики с учетом организационного разделения и интересов участвующих субъектов | 115 |
| 3.4.1. Методические положения обоснования развития МГЭС и МГЭО в условиях многосторонней интеграции с учетом разделения на национальные ЭЭС | 116 |
| 3.4.2. Методические положения обоснования развития МГЭС и МГЭО в условиях двусторонней интеграции с позиций участвующих стран | 123 |
| 3.4.3. Методические положения обоснования развития электроэнергетики с учетом организационного разделения на энергокомпании. | 128 |
| 3.5. Выводы по главе 3 | 131 |
| Глава 4. Информационно-вычислительная система для обоснования развития электроэнергетики с учетом технико-экономических и организационных факторов | 134 |

| | | |
|------------|---|-----|
| 4.1. | Структура и назначение информационно-вычислительной системы. | 134 |
| 4.2. | Оптимизационные модели развития и режимов ЭЭС | 138 |
| 4.2.1. | Прямая и двойственная модели развития и режимов ЭЭС. | 138 |
| 4.2.2. | Модифицированная модель развития и режимов ЭЭС. | 150 |
| 4.3. | Равновесные модели развития и режимов ЭЭС с учетом организационного разделения на энергокомпании. | 153 |
| 4.3.1. | Однопродуктовая равновесная модель | 155 |
| 4.3.2. | Двухпродуктовая равновесная модель | 163 |
| 4.4. | Выводы по главе 4. | 165 |
| Часть III. | Решение отдельных задач обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний | 168 |
| Глава 5. | Обоснование развития внешних электрических связей ЕЭС России. | 169 |
| 5.1. | Анализ закономерностей и тенденций электроэнергетической интеграции. | 170 |
| 5.2. | Анализ ЕЭС/ОЭС России и ЭЭС смежных стран | 171 |
| 5.2.1. | Современное состояние и перспективы развития ЭЭС стран СВА | 172 |
| 5.2.2. | Технико-экономические показатели электроэнергетических объектов МГЭО. | 180 |
| 5.3. | Формирование и обоснование сценариев развития МГЭО и внешних электрических связей ЕЭС/ОЭС России | 185 |
| 5.4. | Системный анализ сценариев развития МГЭО и внешних электрических связей ЕЭС/ОЭС России. | 188 |
| 5.4.1. | Системное обоснование МГЭО СВА и внешних электрических связей России | 189 |
| 5.4.2. | Обоснование МГЭО СВА и внешних электрических связей России в условиях многосторонней интеграции с разделением | |

| | |
|--|-----|
| эффектов между странами. | 198 |
| 5.4.3. Системное обоснование эффективности развития отдельных МГЭС России с позиций участвующих стран. | 202 |
| 5.5. Выводы по главе 5 | 207 |
| Глава 6. Обоснование развития российской электроэнергетики с учётом организационного разделения и интересов энергокомпаний. | 210 |
| 6.1. Анализ закономерностей и тенденций дерегулирования. | 211 |
| 6.2. Анализ электроэнергетики и энергокомпаний России. | 212 |
| 6.2.1. Современное состояние и развитие энергокомпаний ОЭС Цен- тра Европейской секции ЕЭС России. | 213 |
| 6.2.2. Исходные данные и предпосылки. | 215 |
| 6.3. Формирование и обоснование сценариев развития электроэнер- гетики с учётом организационного разделения и интересов энергокомпаний. | 218 |
| 6.4. Системное обоснование эффективности развития российской электроэнергетики с учётом организационного разделения и интересов участвующих субъектов. | 221 |
| 6.4.1. Однопродуктовая структурная организация электроэнергетики. | 221 |
| 6.4.2. Двухпродуктовая структурная организация электроэнергетики. | 227 |
| 6.5. Выводы по главе 6. | 231 |
| Заключение | 234 |
| Список сокращений. | 240 |
| Список литературы | 246 |
| Приложение А. Исходные данные. | 276 |
| Приложение Б. Результаты расчётов. | 279 |
| Приложение В. Документы об использовании результатов дис- сертационной работы. | 286 |

Введение

Актуальность темы исследования. Основы методологии обоснования развития электроэнергетики были заложены еще в комплексно-энергетическом методе, разработанном под руководством Г.М.Кржижановского и использовавшемся при составлении плана ГОЭЛРО [1,2], который сыграл решающую роль в создании начальной энергетической базы СССР.

В последующем в стране получили развитие крупные электроэнергетические системы (ЭЭС), сначала регионального/районного уровня (РЭС), а затем и Объединенные энергосистемы (ОЭС), объединяющие РЭС, что потребовало дальнейшего совершенствования методологии обоснования развития ЭЭС.

К концу 70-х годов прошлого века в СССР была создана Единая энергосистема (ЕЭС) СССР, представлявшая собой высший уровень территориально-технологической иерархии ЭЭС в стране, и включавшая в себя ОЭС и РЭС. При создании такой иерархически сложной и централизованно управляемой структуры использовалось новое поколение методологии обоснования развития электроэнергетики, базирующееся на системном подходе, получившем тогда широкое применение в энергетике [3,4]. Позже появились новые подходы к обоснованию решений в энергетике в условиях неопределенности и многокритериальности, опирающиеся на принципы системности и использующие методы теории нечетких множеств, которые представлены, в частности в [5].

В указанный период за рубежом считалось, что электроэнергетика является естественной монополией, и поэтому требуется её регулирование. Т.е. фактически в зарубежной электроэнергетике также доминировала парадигма централизованного управления. В указанных условиях за рубежом получила распространение такая форма организации электроэнергетики, как вертикально-интегрированные энергокомпании (ВИЭК). Для обоснования решений по развитию указанных ВИЭК была создана методология, получившая название метода интегрированного планирования ресурсов (ИПР) [6], концептуально близкая к методологии центра-

лизованного обоснования развития электроэнергетики, сложившейся в СССР на базе системного подхода.

В начале 90-х годов прошлого века в СССР произошли кардинальные преобразования, повлекшие за собой фактически слом прежней системы управления и пересмотр методологии обоснования развития электроэнергетики. Новые система и методология, адекватные вновь сложившимся условиям, не были своевременно созданы. Кроме того, в кризисные 90-е годы возник дефицит долгосрочных инвестиций. В результате развитие электроэнергетической отрасли в России в этот период фактически прекратилось.

Задача создания системы управления развитием электроэнергетики в новых условиях была поставлена только в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации (РФ) на период до 2020 г., утвержденной в 2008 г. [7]. Отдельные элементы этой системы к тому времени уже существовали, в частности, регулярно разрабатывались Энергетическая стратегия России, Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики и некоторые другие директивные документы, регламентирующие развитие данной отрасли [8]. Эти документы в целом формируют основные контуры современной системы управления развитием электроэнергетики России, создание которой еще не завершено.

В России продолжается создание методологии обоснования развития электроэнергетики в новых условиях. Ряд концептуальных положений такой методологии наряду с отдельными математическими моделями и методами обоснования уже были разработаны и изложены в [9-11].

За рубежом, в странах (и отдельных штатах США), где централизованное управление электроэнергетикой было заменено рыночными механизмами, произошел переход от метода ИПР к т.н. холистическому планированию [12], когда электроэнергетика, несмотря на разделение ее отдельных секторов по видам бизнеса и между различными хозяйствующими субъектами, продолжает рассматриваться как технически целостная система.

Рассмотренные процессы дерегулирования в различных регионах мира сопровождались электроэнергетической интеграцией, т.е. объединением национальных ЭЭС с формированием межгосударственных электрических связей (МГЭС) и энергообъединений (МГЭО). Данная тенденция обусловлена достигаемыми в результате электроэнергетической интеграции системными энергетическими, экономическими, экологическими и другими эффектами. Сформированы развитые МГЭО в Европе, Северной и Южной Америке, формируются и исследуются перспективы развития МГЭС и МГЭО в Африке и отдельных регионах Азии [13].

На постсоветском пространстве, где некогда было создано мощное МГЭО, включавшее электроэнергетические системы СССР, стран Восточной Европы и Монголии, в настоящее время функционирует слабо интегрированное энергообъединение, хотя потенциал для более тесной интеграции, безусловно, остался. ЭЭС России, участвуя в электроэнергетических интеграционных проектах с соседними странами, включая реинтеграцию на постсоветском пространстве (в т.ч. в рамках Евразийского экономического союза), может стать связующим звеном между национальными и региональными ЭЭС на значительной части Евразии. В настоящее время интеграционные процессы особенно интенсивно начинают проявляться в Азиатском регионе, что, как ожидается, приведет к формированию там МГЭО, называемого Азиатским суперэнергокольцом [14-16].

Участие России в процессах электроэнергетической интеграции также требует модернизации методологии обоснования решений по развитию электроэнергетики с учетом данного фактора.

Сказанное выше показывает безусловную актуальность и высокую востребованность, как в России, так и за рубежом работ по совершенствованию методологии обоснования развития электроэнергетики в современных условиях, характеризующихся, прежде всего, дерегулированием электроэнергетики наряду с продолжающимся ее вовлечением в интеграционные процессы.

Степень научной разработанности проблемы. Методология обоснования развития электроэнергетики в условиях централизованного управления и единой

государственной собственности, фактически «выросшая» из комплексно-энергетического метода Кржижановского Г.М., Вейца В.И., Русаковского В.А. и их соратников, была создана в нашей стране усилиями нескольких поколений ученых, включая Мелентьева Л.А., Руденко Ю.Н., Макарова А.А., Беляева Л.С., Зейлигера А.Н., Щавелева Д.С., Окорокова В.Р., Волькенау И.М., Ершевича В.В., Арзамасцева Д.А., Веникова В.А., Хабачева Л.Д., Мардера Л.И., Мызина А.Л., Ханаева В.А., Савельева В.А., Труфанова В.В., Молодюка В.В., Волкову Е.А., Падалко Л.П., Кришана З.П. и целого ряда других специалистов.

В рамках данной методологии, базирующейся на системном подходе, была разработана система математических моделей и методов обоснования решений, адекватная сложившейся тогда в стране системе управления развитием электроэнергетики, решаемым ей задачам и обосновываемым вариантам развития [4,17 и др.].

За рубежом заметный вклад в методологию планирования развития электроэнергетики в условиях ВИЭК, в частности интегрированного планирования ресурсов [6,18,19 и др.], внесли такие специалисты, как Аллен А. (Allen A.), Карпентьер Х. (Chapentier J.), Молина П. (Molina P.), Накамура С. (Nakamura S.), Перейра М.В. (Pereira M.V.), Мунасингхе М. (Munasighe M.), Харрингтон Дж. (Harrington Ch.), Москович Д. (Moskovitz D.), Бенке К. (Benke K.) и многие другие. Уже тогда в рамках этой методологии особое внимание уделялось вопросам управления электрической нагрузкой (demand side management) и социально-экологическим факторам.

При переходе к новым формам организации и управления в электроэнергетике формирующаяся методология обоснования развития электроэнергетики также использует принципы системного подхода, сохраняя преемственность с прежней методологией централизованного обоснования. Это обусловлено физико-технической целостностью ЭЭС, их территориально-технологическим иерархическим построением, а также необходимостью учёта различных горизонтов плани-

рования при развитии ЭЭС – т.е. дополнительным рассмотрением временной иерархии задач обоснования.

Свой вклад в новую методологию обоснования развития электроэнергетики России вносят как уже работавшие над прежней методологией, так и вновь подключившиеся к данной тематике специалисты. Среди них Макаров А.А., Воропай Н.И., Беляев Л.С., Труфанов В.В., Молодюк В.В., Хабачев Л.Д., Бартоломей П.И., Бушуев В.В., Волков Э.П. Баринов В.А., Маневич А.С., Волкова Е.А., Макарова А.С., Веселов Ф.В. и ряд других.

В работах этих авторов дополнительно учитываются новые факторы, такие, как интересы отдельных субъектов хозяйственной деятельности в электроэнергетике на стороне генерации и на стороне потребителей, согласование решений по развитию ЭЭС, принимаемых на разных уровнях их территориально-технологической иерархии в условиях дерегулирования [20-22]. При этом на новом теоретическом уровне выполняется постановка и формализация задач обоснования решений по развитию генерирующих мощностей и электрических сетей при неопределенности информации и многокритериальности [11 и др.].

В «постреформенный» период за рубежом сформировалось новое направление моделирования и исследования развития электроэнергетики в условиях дерегулирования, когда на реальных/несовершенных электроэнергетических рынках (ЭЭР) учитываются интересы отдельных участников, наряду с их возможностью демонстрации т.н. стратегического (неконкурентного) поведения с целью повышения своей эффективности. В данной области работы выполнялись такими специалистами, как Бушнел Дж. (Bushnell J.), Ишии Дж. (Ishii J.), Вентоза М. (Ventosa M.), Байо А. (Baillo A.), Жилотт Л. (Gilotte L.), Финон Д. (Finon D.), Сентено Е. (Senteno E.), Ренесес Дж. (Reneses J.), Гарсия Р. (Garcia R.), Мэрфи Ф. (Murphy F.), Смирс И. (Smeers Y.), Саух С.Е. [23-28 и др.]. Указанное направление исследований нужно рассматривать как дополняющее методологию холистического планирования, упомянутую ранее, в плане учета новых тенденций и условий, в которых находится современная электроэнергетика.

В России вопросам обоснования развития и инвестирования электроэнергетики в условиях её организационной разделённости на отдельные энергокомпании, оптимизирующие свои целевые функции эффективности, и несовершенной конкуренции и разработки математических моделей для проведения соответствующих исследований пока не уделяется должного внимания. В данном направлении можно лишь отметить работы с участием автора [29-31].

Исследования по электроэнергетической интеграции, осознавая их важность, активно ведутся как в России, так и за рубежом. В разное время в них были вовлечены ученые из крупных национальных и международных научных центров, включая Руденко Ю.Н., Ершевича В.В., Беляева Л.С., Воропая Н.И., Кучерова Ю.Н., Санеева Б.Г., Бялека Я. (Bialek J.), Капойи Л. (Karolyi L.), Лю Чж. (Liu Z.), Юна Дж.Ё. (Yoon J.-Y.), Чоя Дж.С. (Choi J.S.), Аракаву Ф. (Arakawa F.), Оцуки Т. (Otsuki T.), Иса А.Б.М. (Isa A.B.M.), Самуэльсона Р.Д. (Samuelson R.D.), Богданова Д. (Bogdanov D.), Брейера К. (Breyer C.) и многих других [13-16, 32-36]. В указанных работах представлены исследования перспектив и технико-экономической эффективности формирования МГЭС и МГЭО, в т.ч. в Восточной Азии, примыкающей к Азиатской секции ЕЭС России. Сделанные в данной области методические проработки и обобщения пока еще недостаточны и требуют своего совершенствования, особенно в части учёта интересов участвующих в МГЭО сторон.

Как видно из сказанного, как в России, так и за рубежом ведутся работы по методологии обоснования развития электроэнергетики. Однако в этом направлении необходимы дальнейшие методические продвижения с учётом современных тенденций дерегулирования и интеграции, которые предпринимаются в данной диссертационной работе.

Объектом исследования является электроэнергетика, рассматриваемая в технико-экономическом аспекте, как совокупность электроэнергетических систем, принадлежащих к разным уровням территориально-технологической иерархии, и в организационном аспекте, как совокупность энергокомпаний и нацио-

нальных электроэнергетических комплексов, оптимизирующих свои целевые функции и принадлежащих различным собственникам и странам.

Предметом исследования выступает методология обоснования развития электроэнергетики, электроэнергетических систем и энергокомпаний в современных условиях.

Целью диссертационной работы является совершенствование и приложение методологии обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний с учетом интеграции и дерегулирования.

Следующие комплексные методические и прикладные **задачи**, каждая из которых включает в себя целый ряд отдельных, но взаимосвязанных подзадач, были поставлены и решены для достижения сформулированной выше цели.

1. Анализ сформировавшейся к настоящему времени в России и за рубежом методологии обоснования развития электроэнергетики.
2. Анализ и обобщение процессов интеграции и дерегулирования в электроэнергетике мира и России.
3. Структурное представление формирующейся в России системы управления развитием электроэнергетики.
4. Совершенствование концепции и методологии обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний в условиях интеграции и дерегулирования.
5. Формирование информационно-вычислительной системы для обоснования развития электроэнергетики с учетом технико-экономических и организационных факторов.
6. Исследование перспектив и обоснование эффективности электроэнергетической интеграции России со смежными странами и развития её внешних электрических связей с учётом разделённости МГЭО на национальные ЭЭС.
7. Исследование перспектив и обоснование развития российской электроэнергетики с учетом её структурной организации.

Научная новизна работы состоит в том, что в ней (1) *сформулирована обновлённая концепция обоснования развития электроэнергетики*, в которой помимо традиционного рассмотрения физико-технических и технико-экономических факторов с выделением ЭЭС разного территориально-технологического уровня и их составляющих (различных типов генерирующих мощностей, электросетевых объектов), электроэнергетика также рассматривается с учетом ее организационной структуры (с разделением на генерирующие компании и национальные электроэнергетические комплексы), что, в итоге, повышает качество обосновываемых решений. При этом (2) *учитываются такие современные тенденции развития электроэнергетики*, как интеграция и дерегулирование.

Согласно сформулированной концепции (3) *усовершенствована имеющаяся в настоящее время методология обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний*. В обобщённом виде усовершенствованная методология представляет собой иерархически взаимоувязанную последовательность этапов, на каждом из которых решаются определённые задачи. В том числе обосновывается целесообразность участия России в электроэнергетической интеграции при максимизации общей эффективности развития МГЭО и МГЭС. Полученные при этом общесистемные интеграционные эффекты распределяются между странами-участниками МГЭО согласно (4) *разработанной методике разделения системных эффектов*. Далее, уточняются параметры участия России (и других стран) в развитии МГЭС/МГЭО, максимизируя эффективность такого участия для каждой страны с последующим поиском согласованного решения, используя (5) *методику согласования интересов участвующих стран*. Наконец, (6) *поставлена задача обоснования развития электроэнергетики России с учётом её организационного разделения на отдельные энергокомпании с максимизацией функции эффективности каждой из них и поиском долгосрочного равновесия*.

(7) *Сформирована информационно-вычислительная система*, содержащая семейство оптимизационных (прямых и двойственных) и равновесных математических моделей развития энергосистем и энергокомпаний, а также базу исходных

данных. Данная система позволяет в совокупности учитывать, с одной стороны, технические ограничения и балансовые соотношения при работе ЭЭС, с другой – организационную структуру электроэнергетики и экономические показатели энергосистем и энергокомпаний.

Теоретическая значимость работы состоит в том, что она вносит вклад в развитие системных исследований в энергетике, дополняя и совершенствуя методологию и инструментальную базу для обоснования решений по развитию электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, учитывая современные условия и факторы, характерные и значимые как для нашей страны, так и зарубежья.

Практическая значимость работы заключается в том, что полученные результаты позволят улучшить обоснованность решений по развитию электроэнергетики и, в частности, будут полезны для российских энергокомпаний и инвесторов, Минэнерго РФ, регулирующих и управляющих субъектов и собственников в электроэнергетике для развития внешних электрических связей, реализации политики межгосударственной электроэнергетической кооперации, в т.ч. при формировании эффективных сценариев участия ЭЭС России в МГЭО Северо-Восточной Азии (СВА), при формировании рациональных стратегий, программ и схем развития ЭЭС, ОЭС, региональных ЭЭС, Единой национальной электрической сети и региональных электрических сетей; для повышения эффективности развития генерирующих мощностей и при совершенствовании форм структурной организации электроэнергетики в стране; для предпроектного обоснования и принятия технических решений по развитию ЭЭС и их последующего проектирования.

В частности, результаты проведенных в рамках диссертации исследований использовались в прикладных работах, выполненных с участием автора по договорам и контрактам между ИСЭМ СО РАН и Сколковским институтом науки и технологий (2014-2016 гг.), ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии» (2014-2015 гг.), Минэнерго РФ (2014 г.), ОАО «Иркутской электросетевой компанией» (2013 г.), ООО «Сибирской генерирующей ком-

панией» (2012 г.), АО «Энергетическим институтом им. Г.М. Кржижановского» (2008-2012 гг.), ПАО «ИнтерРАО» (2003 г., 2011 г.) и другими организациями.

Кроме того, результаты диссертационной работе использовались при выполнении научно-исследовательских работ ИСЭМ СО РАН по программам СО РАН № III.17.6 «Комплексные проблемы интеллектуальной энергетики и энергетическая политика», № IX.88.2 «Тенденции и закономерности стратегического развития энергетики Азиатской России в первой половине 21-го века с учетом ее кооперации со странами Северо-Восточной Азии, № III.17.1 «Теоретические основы исследования инновационного развития интеллектуальных энергетических систем и управления ими» и др., а также по грантам Фонда технического содействия Евразийского банка развития № 346 «Кооперация национальных электроэнергетических систем на постсоветском пространстве: реальные и потенциальные системные эффекты», Российского фонда фундаментальных исследований № 18-07-00495 А «Создание методов построения и интеграции информационных технологий и ресурсов для поддержки научных исследований по кооперации электроэнергетических систем России и стран Евразии».

Методология и методы исследования, используемые в работе, имеют в качестве научно-методической основы, прежде всего, системные исследования, которые получили широкое применение в энергетике (и, в частности, при обосновании решений по развитию электроэнергетики) еще в 70-е годы прошлого века и показали свою эффективность тогда, в условиях централизованного управления развитием ЭЭС, и позже – в постреформенный период. Дополнительно при решении конкретных задач активно использовались методы сравнительного технико-экономического обоснования вариантов решений и оптимизации, теория двойственности и двойственные оценки (множители Лагранжа), методика Курно при поиске состояний долгосрочного равновесия Нэша при развитии энергосистем и энергокомпаний.

Основные положения, выносимые на защиту.

I. Обновлённая концепция обоснования развития электроэнергетики с учетом технико-экономических и организационных факторов в условиях электроэнергетической интеграции и дерегулирования.

II. Усовершенствованная методология обоснования развития электроэнергетики с учетом интересов участвующих субъектов и современных тенденций.

III. Информационно-вычислительная система для обоснования развития электроэнергетики с учетом технико-экономических и организационных факторов в современных условиях.

IV. Результаты анализа глобальных тенденций электроэнергетической интеграции и дерегулирования.

V. Структуризация и анализ формирующейся в России системы управления развитием электроэнергетики.

VI. Результаты исследования энергоэкономической эффективности электроэнергетической интеграции России и других стран с созданием МГЭС и МГЭО в условиях их организационного разделения на национальные электроэнергетические комплексы с оценкой эффектов для участвующих сторон.

VII. Результаты исследования развития электроэнергетики в условиях её организационного разделения на электрогенерирующие компании с учётом их интересов.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Диссертационное исследование соответствует следующим пунктам паспорта научной специальности 05.14.01 – «Энергетические системы и комплексы» [37]:

П.1. «Разработка научных основ исследования общих свойств, создания и принципов функционирования энергетических систем и комплексов, фундаментальные и прикладные системные исследования проблем развития энергетики городов, регионов и государства, топливно-энергетического комплекса страны»;

П.3. «Использование на этапе проектирования и в период эксплуатации методов математического моделирования с целью исследования и оптимизации структуры и параметров энергетических систем и комплексов и происходящих в системах энергетических процессов»;

П.5. «Разработка и исследование в области энергосбережения и ресурсосбережения при производстве тепловой и электрической энергии, при транспортировке теплоты и энергоносителей в энергетических системах и комплексах»;

П.6. «Исследование влияния технических решений, принимаемых при создании и эксплуатации энергетических систем и комплексов, на их финансово-экономические и инвестиционные показатели, региональную экономику и экономику природопользования».

Степень достоверности результатов определяется адекватностью используемых математических моделей реальным ЭЭС с опорой на базовые законы электротехники (в частности, 1^й закон Кирхгофа) и фундаментальный принцип равновесия Нэша с учётом энергоэкономической сущности двойственных оценок (множителей Лагранжа). Проводимые исследования опирались на достоверные данные о современном состоянии и перспективах развития электроэнергетики России (и других стран СВА), полученные из национальных статистических отчётов и соответствующих документов (стратегий, программ, схем) по развитию данной отрасли.

Апробация результатов с их представлением и обсуждением выполнялась на множестве международных и российских конференций, в частности на:

а) International Conference of Electrical Engineering (ICEE). – Чеджу, Южная Корея, 2002 г., 2014 г.; Гонконг, Китай, 2015 г.;

б) Institute of Electrical and Electronics, Engineers Power&Energy Society (IEEE PES) PowerTech Conference. – Санкт-Петербург, Россия, 2005 г.; Тронхейм, Норвегия, 2011 г.;

- в) Международная конференция «Азиатская энергетическая кооперация». – Иркутск, Россия, 2000 г., 2002 г., 2004 г., 2006 г., 2008 г., 2012 г., 2014 г., 2017 г.;
- г) Международная конференция «Управление развитием крупномасштабных систем» (MLSD). – Москва, Россия, 2011 г.
- д) Международная конференция «Евразийская экономическая интеграция». – Алматы, Казахстан, 2011 г., Москва, Россия, 2012 г.
- е) International Association for Energy Economics (IAEE) European Energy Conference. – Рим, Италия, 2014 г.;
- ж) Международный электроэнергетический форум «Rugrids-Electro». – Москва, Россия, 2014 г.
- з) Всероссийская конференция «Энергетика России в XXI в.». – Иркутск, Россия, 2010 г., 2015 г.;
- и) Northeast Asia Energy Security Forum. – Сеул, Южная Корея, 2014 г., 2015 г.;
- к) Международная научно-техническая конференция «Силовые и распределительные трансформаторы. Реакторы. Системы диагностики». – Москва, Россия, 2016 г.
- л) Сибирский энергетический форум. – Красноярск, Россия, 2016 г.
- м) Мелентьевские чтения. – Москва, Россия, 2017 г.
- н) Northeast Asia Regional Power Interconnection and Cooperation (NEA RPIC) Forum. – Китай, Пекин, 2016 г.; Улан-Батор, Монголия, 2018 г.
- о) Global Energy Interconnection (GEI) Conference. – Пекин, Китай, 2018 г.
- п) IEEE PES Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). – Кота-Кинабалу, Малайзия, 2018 г.
- р) International Congress on Advanced Materials Sciences and Engineering. – Осака, Япония, 2019 г.

с) 91^е заседание международного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики». – Ташкент, Узбекистан, 2019 г.

т) Международная мультидисциплинарная конференция по промышленному инжинирингу и современным технологиям (Far East Con). – Владивосток, Россия, 2019 г.

Личный вклад соискателя. Все научно-методические и прикладные результаты, представленные в диссертации, получены автором самостоятельно, либо под его научным руководством и/или при его непосредственном участии. В частности, концептуально-методические работы, постановки задач выполнены автором самостоятельно, работы по математическому моделированию – совместно с д.ф.-м.н Хамисовым О.В., д.т.н. Беляевым Л.С., Савельевым В.А., Семёновым К.А., к.т.н. Чудиновой Л.Ю., работы по созданию информационно-вычислительной системы – совместно с д.ф.-м.н Хамисовым О.В., Трофимовым И.Л., Трофимовым Л.Н., к.т.н. Чудиновой Л.Ю., к.т.н. Лебедевым А.В., вычислительные работы – совместно с д.ф.-м.н Хамисовым О.В., к.т.н. Чудиновой Л.Ю., Волковой Е.Д., Семёновым К.А., обзорно-аналитические работы – совместно с к.т.н. Чудиновой Л.Ю., Савельевым В.А., Семеновым К.А.

Публикации. Основное содержание диссертации отражено в 40 работах, в т.ч. в 20 статьях в научных журналах из перечней ВАК, в 17 публикациях в трудах международных конференций и статьях в зарубежных журналах, индексируемых в международных реферативных базах данных Web of Science (WoS) и Scopus, в 3 российских монографиях.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, разбитых на три части (обзорно-аналитическую, инструментально-методическую и прикладную), в каждую из которых входит по две главы, заключения и приложений. Полный объём составляет 292 страницы, включая 24 рисунка, 34 таблиц, 3 приложения. Список литературы содержит 250 наименований.

Часть I. ОБЗОРНО-АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБЛЕМЫ ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

В первой части диссертационной работы рассматривается возникновение и становление методологии обоснования развития электроэнергетики в СССР, её трансформация в период реформ и дальнейшее совершенствование в России. Анализируются используемые для обоснования математические модели. Подобное рассмотрение и анализ выполняются и для зарубежной электроэнергетики. Изучаются тенденции дерегулирования и интеграции, затрагивающие электроэнергетику многих стран, в т.ч. и Россию. Полученные обобщающие результаты формируют основу для дальнейших исследований по совершенствованию методологии обоснования развития электроэнергетики.

Обзор и анализ методологии и математических моделей для обоснования развития электроэнергетики в нашей стране и за рубежом автор выполнил самостоятельно. Аналитический обзор электроэнергетической интеграции выполнялся совместно с Савельевым В.А. и Чудиновой Л.Ю, а используемых для её исследования математических моделей и методологии – самостоятельно. Мировой и российский обзор дерегулирования электроэнергетики и моделирования развития дерегулированных энергокомпаний проводился автором совместно с Семёновым К.А.

1. Сложившаяся методология обоснования развития электроэнергетики

1.1. Отечественная практика

1.1.1. Методология периода централизованного управления

В СССР электроэнергетика, как и другие отрасли топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и всего народного хозяйства страны, изначально функционировала и развивалась в условиях планового централизованного управления. Соответственно, была создана система такого управления. Основы методологии обос-

нования развития централизованно организованной электроэнергетики были заложены еще в комплексно-энергетическом методе, разработанном под руководством Г.М.Кржижановского Вейцем В.И., Русаковским В.А. и др., и использованном при составлении плана ГОЭЛРО (1920 г.), который сыграл решающую роль в создании энергетической базы СССР в предвоенный период [1]. Суть этого метода состояла в целостном рассмотрении энергетики, включая добычу энергоресурсов, их преобразование, транспорт и потребление энергии, с составлением энергетических балансов для указанных этапов, и использованием методики экономического сопоставления вариантов развития объектов и систем энергетики [2]. Данный методический инструментальный послужил мощным средством предпроектных технико-экономических исследований систем и объектов энергетики, в т.ч. электроэнергетики, в «докомпьютерную эпоху» [11].

В последующие десятилетия в стране стали появляться и затем получили развитие крупные электроэнергетические системы, сначала регионально-го/районного уровня, а затем и Объединенные системы, объединяющие РЭС по территориальному признаку, что потребовало дальнейшего совершенствования методологии обоснования развития ЭЭС. При этом, в «докомпьютерную эпоху» возможно было рассмотреть относительно ограниченное количество сценариев, значений их показателей и условий, что объективно снижало качество выбора эффективных вариантов решений развития ЭЭС.

К концу 70-х годов прошлого века в СССР была создана Единая энергосистема СССР, представлявшая собой высший уровень территориально-технологической иерархии ЭЭС в стране, и включавшая находящиеся на более низком иерархическом уровне ОЭС, и, далее – РЭС. При создании и последующем совершенствовании такой иерархически сложной и централизованно управляемой организационной структуры использовалось новое поколение методологии обоснования развития электроэнергетики, базирующееся на системном подходе, получившем тогда широкое применение в энергетике [3,4].

Системный подход в энергетике предполагает [4]: а) по возможности полный учет целей исследований, внутренних и внешних (иерархических) связей изучаемого объекта/системы, ожидаемых последствий принимаемых решений; б) широкое использование математических методов, моделей и вычислительной техники; в) разработку специальных подходов к решению задач, используя опыт человека-эксперта, включая методы обоснования решений в условиях неопределенности (неполноты) информации и многокритериальности и пр.

При создании методологии, базирующейся на системном подходе, был проделан целый комплекс работ по выявлению организационной структуры, внутренних и внешних взаимосвязей, иерархичности и других свойств систем электроэнергетики [4,17 и др.]. Прежде всего, была проанализирована система управления развитием электроэнергетики (СУРЭ) в СССР и иерархически структурированы входящие в нее организации и управляющие органы. Организационная структура этой системы управления была довольно сложна и включала в себя целый ряд высших государственных органов как центрального, так и республиканского уровней, в т.ч. Советы Министров СССР и союзных республик, Госпланы СССР и союзных республик, Министерства энергетики и Министерства и ведомства смежных отраслей промышленности СССР и союзных республик, научно-исследовательские и проектно-изыскательские институты, выполнявшие обоснование развития и проектирование ЭЭС различного территориально-технологического уровня, строительные и монтажные организации и др. Все указанные организации и органы участвуют в процессе развития электроэнергетики, который в [4] был представлен, как последовательность обоснования, принятия и реализации решений.

Были выявлены, проанализированы и иерархически упорядочены принимаемые решения по развитию электроэнергетики и ЭЭС. Фактически эти решения являлись типовыми, принимаемыми определенными органами управления с определенной периодичностью и заблаговременностью. Это решения о [4]:

- 1) научных исследованиях по новым способам получения, преобразования и передачи электроэнергии;
- 2) создании новых типов оборудования и потребности в нем;
- 3) перспективных потребностях в электро- (тепло-) энергии;
- 4) топливоснабжении планируемых электростанций;
- 5) рациональной структуре генерирующих мощностей и топологии электрических сетей;
- 6) проектировании электростанций и электросетевых объектов;
- 7) начале строительства электростанций и электросетевых объектов и пр.

Для обоснования указанных решений требуется постановка и решение целого ряда типовых задач развития электроэнергетики и ЭЭС. Как отмечается в [4], между задачами и решениями нет однозначного соответствия: одна задача может применяться для обоснования нескольких решений, и, наоборот, для обоснования одного решения может потребоваться применение ряда взаимосвязанных задач. При этом задачи (также, как и решения) связаны с конкретными органами системы управления развитием электроэнергетикой, описанной ранее. Каждая задача взаимосвязана с другими задачами через получаемую (входную) информацию и через выдаваемые результаты решения этой задачи. Поэтому типовые задачи развития электроэнергетики, необходимые для обоснования перечисленных выше типовых вариантов решений, потребовали упорядочения с учетом иерархического соподчинения, обусловленного иерархичностью органов управления в системе управления развитием электроэнергетики.

В [4] выделяются задачи:

- а) исследования долгосрочных тенденций развития электроэнергетики и выбора основных направлений технического прогресса;
- б) прогнозирования объемов и режимов электропотребления;
- в) выбора рациональной структуры ЭЭС страны по используемым энергоресурсам и основным типам электростанций;
- г) анализа системной эффективности и выбора новых типов оборудования;

д) выбора рациональной структуры генерирующих мощностей ЕЭС и ОЭС по типам оборудования;

е) выбор направлений развития основной электрической сети ЕЭС;

ж) выбор первоочередных электрогенерирующих и электросетевых объектов и другие.

Была проанализирована и классифицирована основная информация, используемая в задачах развития, и выявлены ее свойства, важные с точки зрения управления развитием. Важнейшим среди них является неопределенность, которая понимается как неоднозначность (невозможность определить точное значение показателя). Были разработаны постановки и схемы решения задач обоснования решений по развитию электроэнергетики и ЭЭС, в т.ч. с учетом неопределенности исходной информации и созданы соответствующие оптимизационные и имитационные модели [4,17]. Для анализа результатов многочисленных расчетов с применением указанных моделей и при учете неопределенных исходных данных использовался подход платежной матрицы, в которой различные сценарии развития были представлены в строках матрицы, а неопределенных условиях задавались её столбцами. Эффективные варианты решений выбирались при этом с использованием специальных игровых критериев Вальда, Лапласа, Сэвиджа и др. [4].

Помимо рассмотренного способа учета неопределенных исходных данных использовались и новые (на тот момент) подходы к обоснованию решений по развитию систем энергетики в условиях неопределенности и многокритериальности. Один из них, разработанный автором, использующий методы теории нечетких множеств, представлен в [5].

Кроме описанных, в рассматриваемый период было выполнено довольно много работ по методам технико-экономического и комплексного анализа эффективности решений по развитию электроэнергетики, математическим моделям для оптимизации развития электроэнергетики, в т.ч. при наличии многих критериев и нечетко определенной информации [38-44 и др.]. В итоге была сформирована целостная методологии обоснования развития электроэнергетики в СССР. Не все из

указанных работ вошли в ее состав, но в итоге, так или иначе, они оказали влияние на формирование ее окончательного облика.

Разработанный модельно-методический аппарат успешно применялся для обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС вплоть до начала 90-х годов прошлого века, когда в СССР произошли кардинальные общественно-политические и экономические преобразования, повлекшие за собой фактически слом прежней системы управления и методологии обоснования развития электроэнергетики. Новая система и методология, адекватные вновь сложившимся условиям, не были своевременно созданы. Кроме того, в кризисные 90-е годы возник крайний дефицит долгосрочных инвестиций. В результате развитие электроэнергетической отрасли в России в этот период фактически прекратилось.

1.1.2. Постреформенный период: современная методология

Системные исследования вопросов централизованного управления развитием электроэнергетики, кратко рассмотренные выше и представленные в основном в [4,17], являются в своем роде эталонными, и могут быть взяты в качестве образца при изучении вопросов управления развитием электроэнергетики в современных условиях. Однако, подобная работа с анализом формирующейся новой системы управления, ее органов и функций, решаемых ею задач и обосновываемых вариантов решений, упорядоченных в виде соответствующих иерархий, состава, характера и качества обмениваемой информацией, представляется чрезвычайно обширной и далеко выходящей за рамки выполняемого исследования. Частично эта работа будет представлена в главе 3. Здесь же будут рассмотрены вопросы современной методологии обоснования развития электроэнергетики в России в той мере, в какой они оказались проработанными на данный момент различными авторами.

При переходе к современным формам организации и управления в электроэнергетической отрасли возникающая методология обоснования развития элек-

троэнергетики сохраняет преемственность с прежней методологией централизованного обоснования, используя принципы системного подхода. Это обусловлено, прежде всего, физико-технической целостностью ЭЭС, с одной стороны. С другой, – их территориально-технологическим иерархическим построением, а также учетом различных горизонтов планирования при развитии ЭЭС – т.е. дополнительным рассмотрением временной иерархии задач обоснования.

Таким образом, формирующаяся методология обоснования развития не отвергает полностью созданный ранее багаж методических и инструментальных средств, а дополняет его, учитывая изменившиеся условия. Первые исследования (это были докторские диссертации) обобщающие первоначальные наработки по методологии обоснования развития электроэнергетики в новых условиях появились еще в 90-ые годы [20,21]. В 2000-е, а затем и в 2010-е появились обобщения в виде монографий [9-11], а также еще одна докторская диссертация [22] в указанном направлении. Отдельные статьи и кандидатские диссертации здесь не рассматриваются, т.к. они по большей части обобщены в представленных работах.

В первых работах [20,21], увидевших свет в начальный период реформирования электроэнергетики, когда новые организационные структуры и механизмы в отрасли еще только начали формироваться, предлагались концептуальные положения методологии обоснования развития электроэнергетики, адекватной новым условиям переходного периода формирования рыночных отношений в электроэнергетике. В диссертационной работе [22], появившейся позднее двух указанных, в период, когда реформирование электроэнергетики в основном было уже завершено, хотя отдельные механизмы электроэнергетического рынка продолжали совершенствоваться, развиваются методические положения обоснования и прогнозирования развития ЭЭС с учетом таких новых факторов, как множественность интересов участников рынка, рост неопределенности информации при обосновании решений, активная роль потребителей электроэнергии в обеспечении энергобаланса в ЭЭС и ряда других.

Монографические обобщения [9-11] являются комплексными, объединяющими методические наработки в рассматриваемой области на момент своей подготовки и издания.

В работе [9] на основе обобщения отечественного и зарубежного опыта прогнозирования и проектирования больших ЭЭС раскрываются методические вопросы обеспечения и обоснования устойчивого развития электроэнергетики России в условиях ее дерегулирования, реструктуризации и формирования ЭЭР. Для решения этих вопросов предлагается создать систему обеспечения устойчивого развития электроэнергетики страны. Как отмечается, такая система должна сочетать государственные регулирующие и контролирующие функции с интересами и инициативой энергокомпаний, внешних инвесторов уже работающих и вновь входящих в рынок. В работе определяются этапы, состав задач, участников и методология разработки перспектив развития электроэнергетики России. Предлагается трехэтапная разработка перспектив развития электроэнергетики [9].

I. На первом этапе выполняется долгосрочный прогноз на перспективу до 25 лет, в рамках которого формируются инвестиционные приоритеты развития электроэнергетики, обеспечивающие устойчивое снабжение электроэнергией страны и регионов при максимальном вкладе отрасли в развитие экономики.

II. На втором этапе осуществляется проектирование вариантов надежного и эффективного развития электроэнергетики на перспективу до 15 лет при заданных инвестиционных приоритетах и сценариях развития экономики страны и регионов.

III. На третьем этапе составляется индикативный план-прогноз на перспективу 5 лет, в рамках которого уточняются параметры заданных ранее вариантов развития электроэнергетики в ближайшие годы и определяются экономические условия и возможности их реализации.

На каждом последующем этапе, как более близком к настоящему моменту временнóм отрезке, обеспечивается последовательное уточнение, конкретизация

и детализация результатов предшествующего этапа (выступающих как целевые исходные условия и ограничения).

В ходе выполнения указанных этапов решается комплекс задач развития электроэнергетики, ряд из которых фактически уже перечислен при описании каждого этапа. Эти задачи классифицируются не только по временной заблаговременности их решения (что отражено в поэтапной разработке перспектив развития электроэнергетики), но и по территориальному уровню (федеральный, региональный, локальный) и назначению (задачи производственно-экономического прогнозирования, технологического проектирования, финансового обеспечения).

На более высоких уровнях территориально-временной иерархии задач развития ббольшая роль в их решении отводится органам управления Федерального и регионального уровня (Министерство энергетики РФ, подразделения, курирующие энергетику в региональных администрациях и др.). На нижнем уровне указанной иерархии ббольшая роль принадлежит субъектам ЭЭР (энергокомпаниям, внешним инвесторам). В этом состоит взаимодействие между государственными и частными структурами в рамках системы обеспечения эффективного и устойчивого развития электроэнергетики, первоначальные контуры которой были заложены [9]. Вместе с тем, конкретное содержание этой системы, включая основные принципы и положения, механизмы согласования государственных и корпоративных интересов, не были в достаточной степени проработаны в указанной работе, и их еще предстоит создать.

В [9] фактически были проведены системные исследования организации и управления развитием электроэнергетики современной России, подобно тому, как это было сделано в [4] применительно к периоду централизованного управления развитием электроэнергетики СССР, хотя и с меньшей степенью детализации.

В [10] излагается методология обоснования развития энергосистем, а также приводятся практические проработки по перспективам развития электроэнергетики России. Что касается методологии, то значительное внимание уделяется техническим задачам управления электрическими режимами при развитии сложных

ЭЭС и их объединений. В частности, анализируются математические модели и методы расчета установившихся режимов и переходных процессов, статической устойчивости, управления электрическими режимами, оценивания состояния и анализа надежности ЭЭС. Данные модели и методы позволяют оценить техническую реализуемость перспективных вариантов развития ЭЭС, сформированных в ходе выполнения работ по исследованию и обоснованию перспектив развития электроэнергетики.

Формулируется состав методических задач, требующих решения для обоснования развития электроэнергетики, который перекликается с тем, который был изложен в [9], и приводится ниже.

Прогнозирование спроса на электрическую и тепловую энергию на долгосрочную и среднесрочную перспективы в условиях неизбежной неопределенности экономического развития страны и регионов должно выполняться вариантно с выделением, как правило, базового, пессимистического и оптимистического сценариев.

Прогноз развития ресурсной базы электроэнергетики проводится для оценки обеспеченности электроэнергетики органическим топливом (природным и нефтяным газом, углем, мазутом, торфом, сланцами и др.), гидроэнергоресурсами, ядерным топливом, нетрадиционными источниками энергии (солнечной, ветровой, геотермальной, биомассы, низкопотенциального тепла и пр.) и определения цен на эти энергоносители. Все указанные оценки выполняются для выделенных ранее сценариев развития.

Прогноз масштабов развития генерирующих мощностей позволяет оценить направления, объемы и технико-экономические показатели перспективного развития разных типов генерирующих мощностей, включая тепловые электростанции – ТЭС (в т.ч. конденсационные – КЭС и когенерационные – ТЭЦ) на угле, газе и мазуте, атомные, гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции (АЭС, ГЭС, ГАЭС). Полученные в ходе решения данной задачи результаты вы-

ступают в качестве ограничений на развитие генерирующих мощностей, используемые в следующей задаче.

Определение оптимальных вариантов развития генерирующих мощностей среди возможных вариантов обновления существующих и развития новых мощностей. При этом должно быть обеспечено удовлетворение спроса на электроэнергию и мощность при поддержании требуемого уровня надежности и соблюдении норм по охране окружающей среды. Для решения задачи необходимо использование оптимизационных моделей развития и функционирования ЭЭС, позволяющих находить оптимальные варианты развития ЭЭС России (ОЭС, РЭС) при возможно детальном моделировании их режимов функционирования. Оптимизационные расчеты в связи с неопределенностью исходных данных должны проводиться сценарно при вариации параметров и условий, основными из которых являются уровни и режимы электропотребления, цены на топливо, технико-экономические показатели электростанций и пр. В результате оптимизационных расчетов выявляется приоритетность генерирующих источников по частоте их появления в оптимальных энергобалансах в различных рассматриваемых сценариях. Высший приоритет имеют те источники, которые появляются во всех сценариях.

Определение оптимальных вариантов развития электрических сетей и внешних (межгосударственных) электрических связей ЭЭС России предполагает анализ существующего состояния электрических сетей, прогноз вывода из эксплуатации устаревшего электросетевого оборудования, формирование возможных вариантов развития основной электрической сети для принятых сценариев развития генерирующих мощностей и выбор оптимального из них (при этом оптимизация структуры и параметров межсистемных электрических связей выполняется совместно с оптимизацией структуры генерирующих мощностей, используя соответствующие математические модели, упомянутые ранее), выбор направлений и оценка масштабов развития электрических сетей 110-220 кВ. Кроме того, требуется осуществить выбор оптимальных вариантов развития МГЭС ЭЭС России с

энергосистемами стран зарубежья. Наиболее полное обоснование развития МГЭС может быть достигнуто при совместной оптимизации перспективного развития и режимов работы ЕЭС России и ЭЭС стран, с которыми намечается расширение (установление) внешних электрических связей. Данная задача весьма актуальна и важна в современных условиях электроэнергетической интеграции, успешно протекающей в различных регионах мира, в т.ч. в странах, примыкающих к России.

Разработка перспективных балансов мощности и электроэнергии должна выполняться для ЕЭС России, ОЭС и региональных ЭЭС в целях определения общей потребности в мощности электростанций, необходимой для покрытия нагрузки, включая нормативные резервы мощности, проверки возможности выработки требуемого объема электроэнергии данными электростанциями, определения пропускной способности межсистемных электрических связей и объемов перетоков мощности и электроэнергии между ЭЭС, расчета потребностей в топливе.

Инвестиционные потребности и прогноз стоимости электроэнергии определяются, исходя из результатов оптимизации структуры и параметров генерирующих мощностей и электрических сетей ЕЭС России. Инвестиции рассчитываются по годам (пятилетиям) расчетного периода и за весь период в целом для рассматриваемых сценариев развития электроэнергетики страны. Стоимость электроэнергии, определяется по узлам расчетной схемы, которой была представлена в модели ЕЭС России, также для указанных сценариев.

Оценка экологического воздействия электроэнергетических объектов на окружающую среду выполняется для различных сценариев развития электроэнергетики страны. Оценка проводится по сферам воздействия, включая воздушный бассейн, гидросферу и земельные ресурсы. Соблюдение нормативных требований по охране окружающей среды должно обеспечиваться с помощью комплекса системных и объектных мероприятий.

Следует отметить, что работа [10] дополняет [9] в том, что в ней более детально рассмотрены методические задачи развития электроэнергетики и обосновываемые ими решения для прогноза перспектив развития электроэнергетики

страны в новых условиях. Однако, что касается учета новых условий, то он сводится в основном к выполнению коммерческого анализа инвестиционных проектов развития электроэнергетики с расчетом и использованием основных финансово-экономических показателей (чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности и пр.). Что касается разработки методов и моделей для обоснования решений по развитию объектов и систем электроэнергетики в условиях дерегулирования, то об этой проблеме в [10] только заявляется, и каких-либо конкретных предложений не выдвигается, ограничиваясь лишь небольшим обзором зарубежных работ в данной области.

В работе [11], пожалуй, в наибольшей степени из всех рассмотренных представлены вопросы комплексного исследования и обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний в современных условиях. В идейном плане эти исследования приближаются к аналогичным, выполненным для условий централизованного управления [4]. В [11], хотя и очень сжато, но рассмотрена современная организационная структура электроэнергетики России и субъекты отношений, играющие важную роль при её развитии, в общих чертах выполнена структуризация задач развития и дана их краткая характеристика. На этой основе обобщены методические проработки по обоснованию развития электроэнергетики, выполненные в ИСЭМ СО РАН. В них, в частности, дополнительно учитываются новые факторы, такие, как интересы отдельных субъектов хозяйственной деятельности в электроэнергетике, на новом теоретическом уровне выполняется постановка и формализация задач обоснования решений по развитию генерирующих мощностей и электрических сетей при неопределенности информации и многокритериальности, учитывается рыночная организация электроэнергетики и многое другое.

В [11] в отличие от других из рассмотренных работ в явном виде сформулирована общеметодическая схема обоснования развития электроэнергетики в новых условиях, представленная на рисунке 1.1. Она включает в себя несколько основных этапов, каждый из которых предполагает решение целого ряда методи-

ческих задач. Первые два этапа являются предварительными, формируя предпосылки и основания собственно для обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, выполняемого на третьем и четвертом этапах.

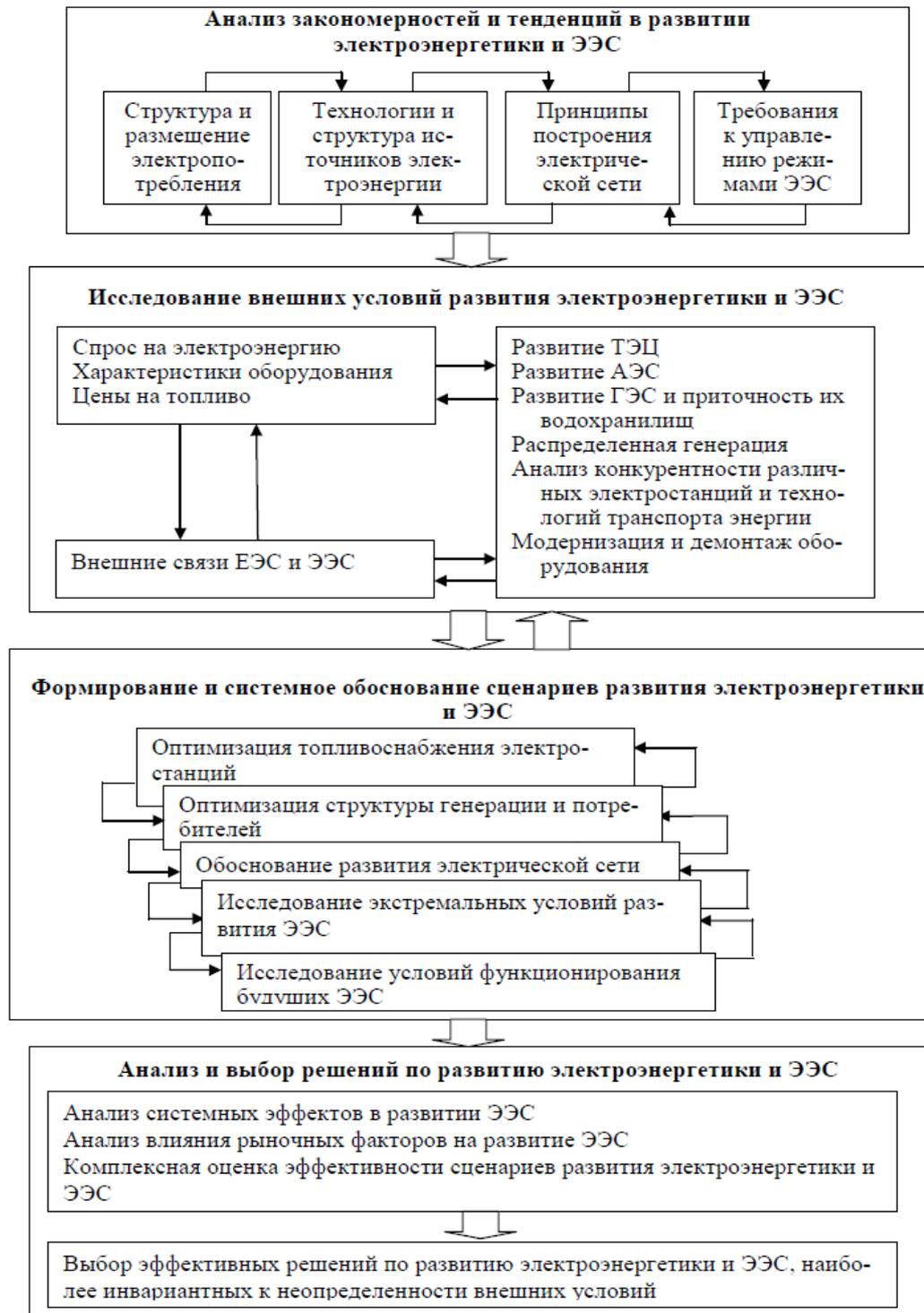


Рис.1.1 – Обобщенная структура методологии обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний России [11]

Выполнение этапа *анализа закономерностей и тенденций* предполагает проведение предварительного, прежде всего, неформального экспертного анализа динамики изменения структуры и территориального распределения электропотребления, тенденций развития энерготехнологий, источников электроэнергии и электрической сети, требований к управлению режимами ЭЭС. Задачи данного этапа взаимосвязаны и взаимозависимы. Рассмотрение каждой из них может потребовать возврата к предыдущим, ранее рассмотренным задачам и корректировке результатов их решения. В итоге выполнения первого этапа устанавливаются определенные принципиальные положения, которые в дальнейшем будут служить основой для проведения исследований на последующих этапах.

Этап исследования и определения *внешних условий развития электроэнергетики* включает комплекс задач, решение которых позволяет сформировать совокупность условий и систему ограничений для последующего обоснования развития электроэнергетики. При этом учитываются закономерности и тенденции, выявленные на предыдущем этапе. Рассматривается следующий состав внешних условий развития электроэнергетики.

Спрос на электроэнергию прогнозируется с детализацией по заданным территориям (страна, федеральные округа, субъекты федерации) и с учетом его объективной перспективной неоднозначности (обычно 2-3 сценария). Характеристики электроэнергетического оборудования обычно разделяют на технические и экономические, определяемые конкретным типом оборудования, и задают на перспективу диапазоном неопределенных значений. Прогноз цен на органическое (газ, уголь, мазут и др.) и неорганическое (ядерное) топливо является важной задачей рассматриваемого этапа. Они также задаются диапазонами неопределенных значений.

Следующая группа задач связана с анализом возможных масштабов развития электростанций различных типов. Это задачи формирования вариантов развития КЭС, ТЭЦ, АЭС, ГЭС, распределенной генерации на базе возобновляемой энергетики (солнце, ветер, биомасса, геотермика и др.), малых электростанций

(газотурбинных, парогазовых, газопоршневых), в т.ч. мини-ТЭЦ, а также демон- тажа устаревшего оборудования и модернизации всех типов электростанций.

Задача формирования вариантов развития внешних/межгосударственных электрических связей ЕЭС, ОЭС и РЭС России с зарубежными энергосистемами и их объединениями является весьма важной и актуальной в свете протекающих в глобальном масштабе процессов электроэнергетической интеграции, что было отмечено выше, особенно в Восточной Азии, тяготеющей к Азиатской секции ЕЭС России. Развитие МГЭС ЕЭС России с зарубежными странами затрагивает перспективы развития как самой ЕЭС, в части объемов и структуры генерирующих мощностей и топологии и параметров внутрироссийских электрических сетей высокого напряжения, так и зарубежных ЭЭС. Кроме того, от масштабов развития МГЭС зависят и требования к управлению режимами объединяемых ЭЭС. Для решения данной задачи необходимо создание специальной методологии и модельного инструментария, что будет рассмотрено далее.

На следующем, третьем, этапе *формируются и получают системное обоснование сценарии развития электроэнергетики.* При этом решаются следующие методические задачи. Первоочередной является задача оптимизации топливоснабжения электростанций на расчетную перспективу. Эта задача решается на иерархическом уровне топливно-энергетического комплекса в рамках общей задачи оптимального распределения топлива и энергоресурсов между различными потребляющими секторами с учетом транспортных перевозок между регионами. Соответственно, для ее решения используется межотраслевая территориально-производственная модель ТЭК. В результате решения задачи оптимизации структуры генерирующих мощностей и электрической нагрузки активных потребителей определяются оптимальные балансы мощности и электроэнергии по рассматриваемым ЭЭС (РЭС, ОЭС и ЕЭС в целом) и по типам генерирующего оборудования (базисные, полупиковые и пиковые источники, использующие различные виды топлива) с учетом возможностей управления электропотреблением и регулирования нагрузки потребителей, а также оптимального обмена электроэнергией

и мощностью между указанными ЭЭС. На основании полученных в предыдущей задаче результатов в виде оптимальной структуры и размещения по ЭЭС генерирующего оборудования и оптимальных перетоков электроэнергии и мощности между ЭЭС решается следующая задача обоснования развития электрической сети. Строго говоря, данная задача решается совместно с предыдущей в ходе выполнения оптимизационных расчетов на математической модели развития и режимов работы ЭЭС. Задача исследования экстремальных условий развития ЭЭС решается с целью выявления реакции сформированных сценариев развития электроэнергетики на неординарные возмущения, определяющие предмет исследования энергетической безопасности в электроэнергетике, и выявления необходимых корректировок сценариев для их адаптации к экстремальным условиям. Наконец, задача исследования условий функционирования будущих ЭЭС предполагает определение предельных пропускных способностей основных электрических связей, анализ статической и динамической устойчивости ЭЭС, выбор средств противоаварийного управления для обеспечения этой устойчивости, выявление слабых мест в ЭЭС с точки зрения опасности развития каскадных аварий и выбор мероприятий по их предотвращению и ликвидации, оценку качества электроэнергии в ЭЭС.

В результате решения перечисленных выше методических задач формируются возможные направления развития будущих систем электроэнергетики в виде множества представительных сценариев для различных перспективных неопределенных условий. Указанное множество сценариев представляет собой базу *для анализа и выбора решений по развитию электроэнергетики*, выполняемых на последнем этапе методологии обоснования. Данный этап предполагает решение ряда методических задач. Среди них анализ системных эффектов, формирующихся при интеграции (либо её усилении) отдельных ЭЭС, включая интеграцию российских и зарубежных ЭЭС при сооружении МГЭС и формировании МГЭО. При этом важно знать какая часть системных эффектов достанется каждому участнику такой интеграции, в т.ч. российской стороне, что требует разработки специально-

го инструментария, который будет рассмотрен далее. Еще одна важная и актуальная в современных условиях методическая задача – влияние рыночных факторов на развитие ЭЭС. В рамках этой задачи исследуется влияние сложившихся в отрасли организационных структур на основные показатели развития электроэнергетики (объемы вводов и выработки, цены долгосрочного равновесия и др.). Решение этой задачи требует существенного развития методологии и инструментария, использовавшихся при централизованном планировании электроэнергетики (фактически такой задачи тогда не возникало), поскольку предполагает учет организационной обособленности и экономического интереса каждой энергокомпании. Далее этот вопрос будет специально рассмотрен. Задачи комплексной оценки сценариев развития электроэнергетики и выбора эффективных вариантов решений заключают последний этап методологии. Решение этих задач предполагает, в первую очередь, выбор вариантов решений, инвариантных к неопределенным внешним условиям. Эти инвариантные решения формируют в некотором смысле «каркас» эффективного сценария развития энергосистемы. Остальные решения рассматриваются вариантно в зависимости от складывающихся условий и динамики развития ЭЭС. Окончательным результатом является формирование стратегии развития систем электроэнергетики в виде множества конкретных оптимальных решений, распределенных во времени и в зависимости от сочетаний неопределенных условий [11].

1.2.Зарубежная практика

1.2.1. Метод интегрированного планирования ресурсов

В дореформенный период за рубежом считалось, что электроэнергетика является естественной монополией, и поэтому требуется ее регулирование, хотя при этом имел место плюрализм собственности на основные фонды отрасли. Т.е. фактически в зарубежной электроэнергетике также доминировала парадигма централизованного управления. При этом уровень централизации обычно ограничивался

отдельными энергокомпаниями. В указанных условиях в зарубежной электроэнергетике получила распространение такая организационная форма, как вертикально-интегрированные энергокомпании (ВИЭК). Для обоснования решений по развитию указанных ВИЭК была создана методология централизованного планирования, получившая название метода интегрированного планирования ресурсов (ИПР) [6], концептуально близкая к методологии обоснования развития электроэнергетики, сложившейся в СССР на базе системного подхода.

Методология интегрированного планирования ресурсов изложена в [6, 11,18,19 и др.]. Общей целью такого планирования является минимизация долгосрочных общественных затрат на удовлетворение потребностей в электроэнергии с рассмотрением всех доступных вариантов решения проблемы электроснабжения региона, обслуживаемого энергокомпанией, с учетом всех видов ресурсов и эффектов их использования. ИПР включает в себя:

- ▶ прогноз будущего спроса на электроэнергию и мощность;
- ▶ оценку имеющихся генерирующих мощностей;
- ▶ повышение эффективности использования электроэнергии потребителями;
- ▶ модернизацию существующих и наращивание новых генерирующих и передающих мощностей;
- ▶ анализ баланса нагрузки и производственных мощностей с учетом всех ресурсов развития ЭЭС в пределах горизонта планирования;
- ▶ анализ экологических последствий предлагаемых вариантов развития ЭЭС;
- ▶ общественную оценку и одобрение плана развития ЭЭС;
- ▶ план внедрения одобренного портфеля проектов развития энергокомпании.

Как видно, в рамках методологии ИПР внимание уделяется вопросам управления электрической нагрузкой и социально-экологическим факторам. Чтобы ресурс, имеющийся у потребителей, действительно стал реальным ресурсом

энергоснабжения, ВИЭК разрабатывают и внедряют программы управления спросом (demand side management). Для этого энергокомпании должны не только заключать традиционные договоры на поставку электроэнергии, а также осуществлять специальные виды деятельности, как например, производить оптовую закупку энергоэффективного оборудования для обслуживания потребителей электроэнергии и др.

Важным и новым элементом ИПР стало активное участие общественности (в виде публичных слушаний) в процессе подготовки и принятия решений по развитию ВИЭК. Возможность общественного воздействия на решения вынуждала энергокомпании быть более открытыми, разъясняя цели и преимущества предлагаемого плана развития потребителям.

Несмотря на усложнение деятельности энергокомпаний, при переходе к планированию развития ВИЭК в соответствии с методологией ИПР в выигрыше оказались все участвующие стороны. Энергокомпании стали лучше контролировать рост своих затрат и избегать дорогостоящих проектов ввода новых мощностей, приобрели большую гибкость и деловую активность и др. Потребители получили более дешевую электроэнергию на долгосрочную перспективу без потери ее качества и надежности электроснабжения, а также доступ к новейшим энергоэффективным технологиям, сокращающим их затраты и, соответственно, повышающим конкурентоспособность их продукции и пр. По мнению ряда американских экспертов, внедрение ИПР способствовало оздоровлению энергетического сектора США, улучшению финансовой стабильности энергоснабжающих компаний и повышению энергоэффективности экономики регионов и страны в целом [45,46].

В то же время, с целью дальнейшего повышения эффективности электроэнергетической отрасли, начиная с 80-х годов прошлого века, в ряде зарубежных стран Европы и Америки началась реструктуризация и дерегулирование централизованно управляемых ВИЭК и переход к рыночной организации электроэнергетики. Это потребовало, соответственно, трансформации ИПР и создание нового

подхода, пригодного для управления развитием электроэнергетики в складывающихся условиях. Этот подход получил название холистического планирования [12]. При этом, для сохраняющихся ВИЭК (в частности, в отдельных штатах США) продолжает использоваться методология интегрированного планирования ресурсов.

1.2.2. Холистическое планирование

Термин «холистический» означает «цельный», когда электроэнергетика, несмотря на разделение ее секторов по видам бизнеса (генерация, передача, распределение, сбыт) и между различными хозяйствующими субъектами (собственниками), продолжает рассматриваться как целостная система. При этом учитывается экономическая эффективность, требуемая надежность, приемлемое влияние на окружающую среду и т.н. социальная выгода [11,12,47], т.е. фактически все те критерии, которые учитывались и в методологии ИПР. В [11] обобщенно представлены следующие принципы холистического планирования развития ЭЭС:

- ◇ рассмотрение всей развивающейся системы с учетом её внешних связей на локальном, региональном и глобальном уровнях, как с другими ЭЭС, так и со смежными системами другой природы;

- ◇ максимизация общественной полезности при сравнении сценариев развития систем электроэнергетики;

- ◇ оценка затрат и выгод с позиций всех участвующих сторон с учетом их взаимоприемлемого разделения между сторонами;

- ◇ обеспечение непротиворечивости интересов отдельных субъектов глобальной цели всей системы электроэнергетики.

Последний принцип, также как и идея холистического планирования вообще, исходит из концепции «единства в разделённости» (unity in diversity), когда индивидуальные решения отдельных субъектов должны вносить свой вклад в достижение общественного благополучия [12]. Однако, следует подчеркнуть, что

эта концепция не реализуется «автоматически» без разработки и внедрения специальных координирующих механизмов. В рамках идеологии холистического планирования пока не выработаны механизмы согласования коммерческих интересов энергокомпаний с общесистемными интересами. Поэтому его применение пока еще не гарантирует принятие индивидуально-/частно- и системно-/общественно-согласованных и эффективных решений по обоснованию развития электроэнергетики в условиях её реструктуризации и дерегулирования.

1.3. Математические модели развития электроэнергетики

Важным инструментом обоснования развития электроэнергетики являются математические модели, позволяющие находить оптимальные направления формирования перспективных ЭЭС с их конкретными технико-экономическими параметрами и режимами работы для различных сценариев, учитывающих неопределенность исходных данных.

Математическое моделирование, рассматривавшееся в качестве одного из главных компонентов системного подхода [3], было основным инструментом решения задач обоснования развития электроэнергетики еще в условиях её централизованного управления [4].

Выделялись оптимизационные и оценочные (имитационные) модели развития ЭЭС. В первых, ориентированных, как правило, на использование методов математического программирования, определялись наилучшие параметры вариантов развития ЭЭС. В оценочных же моделях заранее принимался некоторый вариант параметров развития ЭЭС, и рассчитывались затраты, требующиеся для реализации данного варианта. Оценочные модели использовались в случаях, когда оптимизация параметров оказывалась невозможной из-за большой сложности модели и чрезмерной трудоемкости расчетов (при имеющихся тогда возможностях вычислительной техники), а также для более детальных исследований специаль-

ных вопросов (оценка влияния отдельных факторов, построение зависимостей или характеристики и других).

Математические модели развития ЭЭС разделялись также по характеру учитываемых зависимостей на статические и динамические, линейные и нелинейные, с непрерывными и дискретными параметрами.

Большинство задач развития электроэнергетики по своему содержанию являются динамическими, в связи с чем динамические модели наиболее подходят для их решения. Однако, в силу значительной сложности динамических моделей, допускалось использовать статические модели. При необходимости динамику развития ЭЭС можно учесть путем задания соответствующей схемы проведения расчетов, разбивая расчетный период на этапы и последовательно проводя требующиеся расчёты для каждого из них.

Многие реальные зависимости, связывающие параметры ЭЭС, нелинейны. Это, в частности относится к зависимости капитальных вложений от установленной мощности электростанции или пропускной способности линии электропередачи (ЛЭП), к потерям электроэнергии на её транспорт, энергетическим характеристикам генерирующего оборудования и другим. Однако, по причине продолжительности расчетного периода, принимаемого в задачах развития, и при представлении в модели электростанций определённого типа и используемого вида топлива обобщённой эквивалентной электростанцией, а ЛЭП, соединяющих одни и те же узлы – укрупнённой электрической связью, считается допустимым ограничиться представлением зависимостей модели линейными функциями. Для наиболее важных нелинейных зависимостей может быть применена кусочно-линейная аппроксимация, хотя при этом увеличивается размерность моделей.

Развитие ЭЭС является дискретным процессом, поскольку происходит путем ввода новых объектов, имеющих некоторое число агрегатов определенной единичной мощности. То же относится и к линиям электропередачи. Учет отдельных объектов и их агрегатов при моделировании требует применения дискретного/целочисленного программирования. Однако, в случае больших ЭЭС с учетом

их развития, пренебрежение целочисленностью, как правило, не приводит к серьёзным погрешностям результатов вследствие того, что доля единичной установленной мощности даже очень крупного агрегата в суммарной установленной мощности такой энергосистемы очень мала и, соответственно, роль этого агрегата в ЭЭС в целом оказывается незначительной.

Таким образом, несмотря на наличие свойств динамичности, нелинейности и дискретности у реальных ЭЭС, при соблюдении определенных условий, возможно упрощенно отображать их в моделях, разработанных с использованием линейного программирования.

Математические модели развития ЭЭС активно разрабатывались как в СССР, так и за рубежом [4,]. Первоначально (в 50-е годы), их создание было в значительной степени стихийным, т.е. задача выбиралась автором модели без четкого определения обосновываемых решений и увязки с другими задачами. Первые модели имели небольшую размерность и были линейными, хотя довольно быстро стали появляться и нелинейные модели. В дальнейшем (в 60-е годы) с переходом на более совершенные компьютеры и с совершенствованием методов математического программирования появились возможности решать задачи в новых постановках (при рассмотрении ЭЭС в динамике, с учетом неопределенности информации и т.д.). При этом стали шире использоваться методы нелинейного и динамического программирования. Кроме того, начали разрабатываться пакеты программ, обеспечивающие автоматизацию подготовки исходных данных и анализа получаемых решений. Т.е. наметился переход к программно-информационным комплексам (ПИК). В 70-е – 80-е годы стали создаваться автоматизированные системы управления (АСУ) развитием ЭЭС, включающих ПИК, банки данных и пакеты вспомогательных программ для автоматизации расчетов на электронно-вычислительных машинах.

На заключительном этапе периода централизованного управления экономикой и электроэнергетикой СССР была разработана целая система математических моделей, являвшихся составной частью ПИК, функционировавших в рамках АСУ

развитием электроэнергетики. Эти модели были предназначены для решения задач развития систем электроэнергетики и организованы в определенную иерархию, также как и иерархически структурированными являются решения по развитию электроэнергетики и обосновывающие их задачи. Причем, с использованием некоторых моделей могут быть решены несколько связанных друг с другом задач и, соответственно, обоснованы несколько решений. Наоборот, некоторые задачи решались тогда без использования формализованных инструментов преимущественно с привлечением инженерного анализа. Основные из этих моделей представлены ниже.

Для решения задачи выбора на долгосрочную перспективу структуры генерирующих мощностей ЭЭС по видам энергоресурсов и укрупненно по типам электростанций используются модели ТЭК, в которых топливно-энергетические отрасли, в т.ч. электроэнергетика, представлены в виде отдельных блоков [48]. Данные модели представляют собой различные модификации оптимизационных линейных и динамических моделей.

Одной из лучших моделей, разработанных в СССР для решения задачи выбора рациональной перспективной структуры ЭЭС по типам генерирующего оборудования, считается модель, представленная в [4]. На её основе был разработан программный комплекс, получивший название «Союз». Подобные модели и комплексы, предназначенные для решения указанной задачи, получили распространение и за рубежом, в частности в США, Англии, Франции и других странах [49,50 и др.]. В основном разрабатывались оптимизационные линейные модели.

Для решения задач развития электростанций и электрических сетей в отдельных ОЭС в СССР были созданы оптимизационные математические модели, наиболее удачные из которых представлены в [4,51]. Среди зарубежных моделей следует выделить программно-вычислительный комплекс (ПВК), разработанный электроэнергетической компанией «Электрисите де Франс» [52]. В данных моделях с приемлемой точностью учитывались особенности развития электроэнергетики.

тики для территориально-технологического иерархического уровня ОЭС, в частности, такие как вводы электрогенерирующих и электросетевых объектов и пр.

Также получила распространение модель WASP (Wien Automatic System Planning Package) [53,54], разработанная и активно используемая Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ), которая реализует традиционную постановку задачи оптимизации развития генерирующих мощностей для ВИЭК, обслуживающей некоторую территорию. Задача развития ЭЭС решается в модели как динамическая и, соответственно, в модели используется динамическое программирование. Оптимизация выполняется с целью минимизации дисконтированных суммарных затрат в течение расчетного периода времени. Модель позволяет рассматривать временные периоды продолжительностью до 30 лет (с разбиением каждого года в пределах до 12 интервалов), учитывать до 20 возможных типов электростанций, планируемых к развитию, и пр. В то же время, в модели WASP не учитываются электрические сети, что резко ограничивает ее возможности для моделирования развития территориально распределенных ЭЭС.

Рассмотренные выше модели, отражающие технико-экономические и территориально-технологические аспекты развития и функционирования ЭЭС фактически инвариантны к формам организации и управления в электроэнергетике (вертикально-интегрированные и централизованно управляемые либо дезинтегрированные и рыночно-ориентированные энергокомпании). Поэтому эти модели могли бы применяться и в условиях реструктуризации и дерегулирования электроэнергетики, существующих в настоящее время во многих странах, включая Россию. В то же время, прогресс в развитии вычислительной техники, методов моделирования и информационных технологий привел к тому, что для решения задач развития ЭЭС были созданы новые современные математические модели и ПВК, имеющие большие возможности по сравнению с рассмотренными выше.

Среди них комплекс UPLAN-Generator X, разработанный американской консалтинговой фирмой LCG Consulting и довольно широко применяемый энергокомпаниями при планировании их развития [55]. Данный инструмент позволяет

оптимизировать развитие генерирующих мощностей и электрических сетей на перспективу, загрузку существующих генераторов-участников электроэнергетического рынка и вхождение в этот рынок новых участников; оценивать режимы и объемы перетоков между зонами/узлами; детально представлять сети переменного и постоянного тока; прогнозировать узловые маргинальные цены на электроэнергию по часам; совместно оптимизировать рынки электроэнергии и вспомогательных услуг; учитывать ограничения на вредные выбросы в атмосферу от электростанций и т.д.

При рассмотрении сценариев развития допустимо рассмотрение альтернатив как на стороне генерации (вводы новых электростанций, в т.ч. на базе возобновляемых источников энергии – ВИЭ, реконструкция и модернизация старых), так и на стороне передачи (вводы новых электросетевых объектов, реконструкция и модернизация старых) и потребления (регулирование нагрузки и электросбережение, а также распределенная генерация, включая ВИЭ). В качестве целей оптимизации, в зависимости от решаемых задач, могут выступать как минимум затрат, так и максимум доходов. Рассмотрение долгосрочной перспективы развития сочетается с довольно детальным учетом режимов работы ЭЭС, включая часовые, суточные и годовые.

Ещё одна современная информационно-вычислительная система, PLEXOS Integrated Energy Model [56], разработанная австралийскими специалистами, решает широкий круг электроэнергетических задач, охватывающий как этап развития, так и функционирования ЭЭС. В частности, с использованием модели осуществляется долгосрочное развитие генерирующих мощностей, планирование и анализ электрических сетей, планирование развития и интеграция ВИЭ в ЭЭС, анализ надежности и безопасности ЭЭС, оптимизация функционирования ЭЭС, в частности координация работы гидравлических и тепловых электростанций, и предоставления вспомогательных услуг, анализ альтернатив покрытия спроса на электроэнергию со стороны потребителя, технико-экономическая оценка элемен-

тов интеллектуальных ЭЭС, анализ рынка и его архитектуры, расчет узловых цен на электроэнергию, как краткосрочных двойственных оценок (ДО) модели и пр.

Нагрузка в модели может быть представлена либо в виде набора констант, либо как величина (функция), зависящая от цены электроэнергии. В зависимости от решаемых задач в модели рассматриваются временные интервалы от нескольких минут до нескольких десятков лет. Задачи решаются на минимизацию затрат, максимизацию прибыли, а также на поиск равновесия на электроэнергетическом рынке (по Бертрану или Нэшу-Курно).

Система Integrated Planning Model [57] была создана американской компанией ICF для комплексного анализа различных аспектов развития электроэнергетики, включая системную надежность, оптовые рынки электроэнергии, экологические ограничения, выбор топлива для электростанций, передачу электроэнергии, развитие генерирующих мощностей, режимы работы электростанций и электрических сетей и пр. Причем отдельные элементы ЭЭС могут быть детально представлены в модели. Общая логика моделирования состоит в том, что при покрытии перспективной электрической нагрузки определяется минимум затрат на развитие и функционирование ЭЭС при удовлетворении специальных ограничений на передачу электроэнергии, режимы работы энергоблоков и объемы вредных выбросов. Данная модель разработана на базе линейного программирования.

Разработанная латиноамериканской компанией PSR система моделирования электроэнергетики включает целый набор инструментов для исследования и анализа ЭЭС, включая модель для оптимизации развития генерации и электрических связей OptGen [58]. Данная модель позволяет формировать оптимальные варианты развития (обеспечивающие минимизацию затрат по системе) многорегиональных (многоузловых) гидро-тепловых ЭЭС. В модели используется смешанное целочисленное программирование. Это позволяет представлять инвестиционные решения либо как непрерывные, либо как дискретные. Учитываются также ограничения на разные типы генерирующих мощностей в различные интервалы вре-

мени. Рассчитываются маргинальные затраты/двойственные оценки, причем не уточняется краткосрочные это или долгосрочные оценки.

Следует также отметить, что ПВК Союз, разработанный в 70-е годы прошлого века в ИСЭМ СО РАН и упоминаемый ранее, был переведен на новые программные средства и установлен на современную вычислительную технику, что позволило успешно применять его в новых условиях для проведения исследовательских расчетов по перспективному развитию ЕЭС и ОЭС России.

Здесь были рассмотрены не все математические модели развития ЭЭС. В частности, остались неохваченными модели, необходимые для технического анализа вариантов развития энергосистем и позволяющие описать будущую работу энергосистем в нормальных и аварийных условиях, оценить надежность ЭЭС и требуемые резервы генерирующей мощности и пр. [32,59]. Такие модели в большей степени применяются на этапе функционирования ЭЭС, хотя, как только что указывалось, могут (и должны) быть использованы и при обосновании решений по развитию энергосистем. В той или иной степени они включены в современные ПВК типа UPLAN-Generator X или PLEXOS Integrated Energy Model.

Кроме того, не рассматривались математические модели, разработанные и используемые для исследования развития ЭЭС в условиях их электроэнергетической интеграции, а также реструктуризации и дерегулирования. Они будут представлены в следующей главе при анализе процессов электроэнергетической интеграции и реформирования электроэнергетики.

1.4.Выводы по главе 1

1. Выполнен анализ сформированной и используемой в СССР методологии обоснования решений по развитию электроэнергетики в условиях централизованного управления, концептуально базировавшейся на принципах системного подхода. Эта методология предполагала выявление и иерархическое упорядочение решений и задач обоснования развития электроэнергетики, разработку постановок

и схем решения этих задач, создание программно-вычислительных комплексов для решения данных задач и, в конечном итоге, обоснование эффективных решений по развитию электроэнергетики на разных территориально-технологических иерархических уровнях в условиях неопределенности.

2. Радикальные изменения, произошедшие в стране на рубеже 80-х и 90-х годов прошлого века, повлекли за собой слом прежней системы управления развитием электроэнергетики и необходимость существенного обновления методологии обоснования развития отрасли. Обновлённая методология формируется уже в течение ряда лет усилиями многих специалистов и ряда исследовательских организаций. Наиболее проработанной на данный момент является методология ИСЭМ СО РАН, в которой выделяется несколько этапов: а) анализ тенденций развития электроэнергетики; б) исследование внешних условий её развития; в) формирование и обоснование сценариев развития; г) выбор решений по развитию. Результатом обоснования является формирование стратегии развития систем электроэнергетики в виде совокупности оптимальных решений. Однако требуется дальнейшее совершенствование и детализация методологии. При этом она не отвергает полностью созданные ранее методические и вычислительные средства, а сохраняет с ними преемственность, также базируясь на принципах системного подхода.

3. Проведен анализ методологии интегрированного планирования ресурсов, созданной и активно использовавшейся за рубежом в дореформенный период для обоснования развития вертикально-интегрированных энергокомпаний. При этом, методология и модели были принципиально схожи с теми, что разрабатывались в Советском Союзе. Для обоснования развития электроэнергетики в условиях её дерегулирования и реструктуризации за рубежом возник новый подход, получивший название холистического (целостного), когда электроэнергетика, несмотря на разделение ее секторов по видам бизнеса и между различными хозяйствующими субъектами, продолжает рассматриваться как целостная система. Однако, в рамках этого подхода пока не выработаны механизмы согласования коммерческих

интересов энергокомпаний с общесистемными интересами. Поэтому его применение пока еще не гарантирует принятие индивидуально и системно согласованных и эффективных решений по обоснованию развития электроэнергетики в современных условиях.

4. Математические модели для оптимизации развития и режимов работы систем электроэнергетики, отражающие технико-экономические и территориально-технологические аспекты развития и функционирования ЭЭС фактически инвариантны к формам организации и управления в электроэнергетике. Поэтому указанные модели могут применяться и в новых условиях. При этом данные модели совершенствуются, учитывая прогресс в развитии вычислительной техники, методов моделирования и информационных технологий.

5. Требуется дальнейшее совершенствование методологии и математических моделей для исследования и обоснования развития электроэнергетики в современных условиях, что будет выполнено в следующих главах. В качестве основы для совершенствования в рамках диссертационной работы представляется целесообразным использовать методологию, сформулированную в ИСЭМ СО РАН, как в наибольшей степени проработанную и целостную на данный момент.

2. Интеграция и дерегулирование в электроэнергетике

В данной главе анализируются тенденции интеграции, реструктуризации и дерегулирования, протекающие в электроэнергетике России и других стран мира, а также используемые при их анализе и исследовании модели и методология. Эти тенденции, безусловно, оказывают влияние на развитие ЭЭС и требуют адекватного отражения в методологии обоснования этого развития. Что касается процессов реструктуризации и дерегулирования, то, хотя в мире они начались более трёх десятилетий назад, в России в активную фазу они вступили только в двухтысячные годы. Работы общеметодического плана в указанном направлении уже проводились российскими специалистами (см. главу 1), однако пока они далеки от своего завершения и требуют продолжения усилий.

Что касается процессов электроэнергетической интеграции, представляющих собой создание межгосударственных электрических связей и формирование энергообъединений, то они начались более века назад и имеют богатую историю. СССР активно участвовал в интеграционных процессах, устанавливая электрические связи, прежде всего, с территориально, а также политически и экономически близкими соцстранами. В силу политико-экономической близости этих стран, а также наличия наднациональных органов управления (далее об этом будет сказано подробнее), интеграция протекала весьма успешно. При этом подходы к обоснованию развития ЭЭС, в т.ч. в условиях электроэнергетической интеграции, тогда носили централизованный характер (что отмечалось в главе 1).

Однако, в современных условиях требуются изменения подходов к обоснованию решений по совместному развитию национальных ЭЭС в пользу усиления учета интересов участвующих сторон. Ориентация России на Восток с её возможным участием в мега-проекте Азиатского энергокольца также требует совершенствования методологии обоснования развития ЭЭС и формирования МГЭС и МГЭО на их основе. При этом, как будет видно из анализа, проведенного в данной главе, в мире пока не сформировалась целостная методология, которая могла

бы быть применена для обоснования развития ЕЭС России с учетом её внешних электрических связей, эффективного участия в указанном мега-проекте и других проектах электроэнергетической интеграции, а также с учётом новой организационной структуры, сформировавшейся вследствие реструктуризации и дерегулирования электроэнергетики.

Очевидно, что наряду с указанными тенденциями имеют место и другие, такие как развитие распределенной генерации, интеллектуализация электроэнергетики и развитие т.н. «smart grids» и др. Однако, учет всех тенденций в силу чрезвычайно большого объема исследований представляется невозможным в рамках одной работы. Рассмотренные же ранее тенденции проявились уже в весьма существенной степени, как в электроэнергетике мира, так и России, и поэтому представляются первоочередными. Учет остальных тенденций в методологии и моделях для обоснования развития электроэнергетики может стать предметом дальнейших исследований.

2.1. Электроэнергетическая интеграция

2.1.1. Формирование межгосударственных электрических связей и энергообъединений

Формирование межгосударственных электрических связей и энергообъединений является глобальным интеграционным процессом, который протекает в различных регионах мира уже в течение столетия. Сформированы многочисленные МГЭС и мощные МГЭО в Америке и Европе. Происходит их активное формирование в Юго-Восточной Азии и отдельных регионах Африки, исследуются перспективы развития МГЭС и создания МГЭО в Южной и Северо-Восточной Азии [13].

Движущими силами данного процесса являются достигаемые в результате электроэнергетической интеграции системные эффекты, такие как: а) снижение потребности в установленных генерирующих мощностях за счет разновремен-

сти максимумов нагрузки (как в суточном, так и в годовом разрезе) в разных странах и регионах; б) повышение надежности объединяемых ЭЭС; в) широко-масштабное вовлечение в энергобалансы разных стран источников возобновляемой (гидравлической, ветровой, солнечной) энергии; д) интенсификация обменов мощностью и электроэнергией между странами; г) получение доходов от торговли электроэнергией и др.

России, занимающей значительную часть Евразии, геополитически предопределено взаимодействовать с соседними странами по периметру ее протяженных границ, в т.ч. в области электроэнергетики. Причем электроэнергетическая интеграция может быть осуществлена не только с близлежащими странами, но и через них с более удаленными, не имеющими с Россией общих границ.

В Европе первые МГЭС появились ещё в начале 20-го века. Так, в 1906 г. были реализованы электрические связи между Швейцарией, Францией и Италией [60]. В дальнейшем МГЭС в этом регионе мира получили существенное развитие, и в 1951 г. было создано крупнейшее на тот момент в Европе МГЭО UCPTЕ (Union for the Coordination of Production and Transport of Electricity – Союз по координации производства и передачи электроэнергии), объединявшее ЭЭС Австрии, Бельгии, Италии, Люксембурга, Нидерландов, Франции, ФРГ, Швейцарии. В 1961 г. было сформировано МГЭО UFIPTE (Union Franco-Ibérique pour la Coordination de la Production et du Transport d'Électricité – Франко-иберийский союз по координации производства и передачи электроэнергии), куда вошли ЭЭС Франции, Испании, Португалии. В 1963 г. было образовано МГЭО Nordel, включавшее энергосистемы скандинавских стран – Норвегии, Дании, Финляндии, Швеции. МГЭО SUDEL (South East European Interconnected System – Южный союз) объединяло ЭЭС Австрии, Греции, Италии, Югославии. Энергообъединение соцстран МИР, охватывавшее территорию Евразии, не являлось собственно европейским, поэтому будет рассмотрено далее отдельно.

Формирование представленных выше энергообъединений решало задачу надежного и эффективного электроснабжения потребителей электроэнергии, в т.ч. за счет реализации системных интеграционных эффектов, указанных ранее.

В ходе дальнейших интеграционных процессов к концу девяностых годов в Европе фактически осталось два МГЭО – UCPTE, которое присоединило к себе UFIPTE и SUDEL, а также Nordel, которое осталось в прежнем составе. В 1999 г. UCPTE было преобразовано в UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity – Союз по координации передачи электроэнергии). Как видно, у UCTE остались функции по координации передачи электроэнергии.

В 1992 г. в Европе появилось еще одно новое энергообъединение CENTREL, включавшее ЭЭС стран Восточной Европы (Польши, Венгрии, Чехии, Словакии, Восточной Германии), которые с распадом СССР и системы Совета экономической взаимопомощи (СЭВ), вышли из энергосистемы МИР и сформировали собственное МГЭО. В 1995 г. оно было включено на параллельную работу с UCPTE, а в 1999 г. вошло в состав UCTE.

В 2009 г. Европейские МГЭО соединились в единое объединение ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity – Европейская ассоциация сетевых и системных операторов), включающее более сорока сетевых и системных операторов из 35 европейских стран. Как видно, единого сетевого и системного оператора в Европейском МГЭО нет. Данное энергообъединение не синхронизировано. В нем имеется пять синхронных зон, объединенных на совместную работу передачами и вставками постоянного тока (ППТ и ВПТ). Зоны включают континентальную Европу, Скандинавию, Великобританию, Ирландию и Северную Ирландию, Прибалтику.

Системообразующие электрические сети, в т.ч. межгосударственные в основном выполнены на напряжение 380-400 кВ переменного тока [61,62]. Развиты линии постоянного тока напряжением до $\pm 450-500$ кВ, в основном для связи синхронных зон, в частности континентальной Европы, с одной стороны, и Сканди-

навии и Великобритании с другой. Основные показатели данного энергообъединения приведены в таблице 2.1 [63].

Наряду с общеевропейским интеграционным процессом, имеет место и субрегиональная электроэнергетическая интеграция. Так, реализуется проект т.н. Балтийского энергокольца (Baltic Sea Ring – BSR), предусматривающий соединение межгосударственными электропередачами ЭЭС одиннадцати стран региона, включая Нидерланды, Германия, Польшу, Россию, Беларусь, Эстонию, Литву, Латвию, Швецию, Финляндию и Данию [64].

Подписание в 2004 г. Системными операторами России, Украины, Грузии, Молдовы, Армении, Болгарии, Румынии, Турции Меморандума о взаимопонимании дало старт проекту планирования систем электропередачи в регионе Черного моря (Black Sea Regional Transmission Planning Project – BS RTP) [65]. Проект иначе называют Черноморским энергокольцом. Данный проект выходит за рамки Европы и охватывает также территорию Малой Азии, что фактически делает его межконтинентальным.

Следующий интеграционный проект создания Средиземноморского энергокольца (Mediterranean Electricity Ring – MEDRING) тоже выходит собственно за европейские рамки, охватывая дополнительно ЭЭС стран Северной Африки, Малой Азии и Ближнего Востока [66,67] и являясь межрегиональным и межконтинентальным. Всего в MEDRING входят 22 страны трех континентов.

Электроэнергетическая интеграция в Европе выходит на новый уровень. Намечается формирование Европейского суперэнергообъединения на базе ВИЭ, включая ветровые энергоисточники, размещаемые в Северном, Балтийском и Норвежском морях, гидроэнергоресурсы Исландии, и с привлечением ресурсов солнечной энергии Северной Африки [68]. Для тесной интеграции указанных источников и МГЭО Европы предполагается создание мощной электросетевой инфраструктуры постоянного тока высокого напряжения.

Европейская электроэнергетическая интеграция в во всех её аспектах (технико-экономическом, экологическом и др.) фактически является направляемым и

регулируемым соответствующими общеевропейскими структурами процессом, развивающимся в интересах всего Евросоюза.

Таблица 2.1 – Основные показатели МГЭО ENTSO-E, 2015 г.

| Страны | Установлен- ная мощность | Электро- потребле- ние | Экспорт | Импорт | Общий объем торговли | Им- порт нетто |
|----------------------|-----------------------------|------------------------------|----------------|----------------|----------------------------|----------------------|
| | ГВт | ТВт·ч | | | | |
| Австрия | 24,226 | 69,505 | 19,311 | 29,368 | 48,679 | 10,057 |
| Босния и Герцеговина | 3,638 | 12,02 | 6,005 | 3,874 | 9,879 | -2,131 |
| Бельгия | 21,399 | 85,009 | 2,718 | 23,737 | 26,455 | 21,019 |
| Болгария | 12,71 | 33,244 | 14,704 | 4,238 | 18,942 | -10,466 |
| Швейцария | 18,998 | 63,411 | 33,804 | 33,62 | 67,424 | -0,184 |
| Кипр | 1,633 | 4,405 | н.д. | н.д. | н.д. | н.д. |
| Чешская Республика | 20,627 | 63,418 | 28,661 | 16,139 | 44,8 | -12,522 |
| Германия | 188,463 | 520,607 | 85,351 | 33,563 | 118,914 | -51,788 |
| Дания | 13,922 | 32,43 | 9,642 | 15,898 | 25,54 | 6,256 |
| Эстония | 2,9842 | 8,139 | 6,273 | 5,349 | 11,622 | -0,924 |
| Испания | 106,187 | 262,905 | 15,089 | 14,956 | 30,045 | -0,133 |
| Финляндия | 17,681 | 82,494 | 5,426 | 21,2 | 26,626 | 15,774 |
| Франция | 129,31 | 475,403 | 72,904 | 9,917 | 82,821 | -62,987 |
| Великобритания | 79,641 | 340,2 | 2,436 | 23,507 | 25,943 | 21,071 |
| Греция | 17,57 | 51,16 | 1,473 | 11,091 | 12,564 | 9,618 |
| Хорватия | 4,378 | 16,984 | 5,529 | 13,167 | 18,696 | 7,638 |
| Венгрия | 8,176 | 40,755 | 6,249 | 19,936 | 26,185 | 13,687 |
| Ирландия | 9,668 | 26,956 | 1,05 | 1,776 | 2,826 | 0,726 |
| Исландия | 2,635 | 18,337 | н.д. | н.д. | н.д. | н.д. |
| Италия | 124,18 | 314,328 | 3,423 | 50,826 | 54,249 | 47,403 |
| Литва | 3,794 | 10,859 | 0,73 | 7,938 | 8,668 | 7,208 |
| Люксембург | 2,037 | 6,368 | 1,917 | 7,524 | 9,441 | 5,607 |
| Латвия | 2,883 | 7,209 | 3,424 | 5,243 | 8,667 | 1,819 |
| Черногория | 0,88 | 3,418 | 2,5 | 3,092 | 5,592 | 0,592 |
| Македония | 1,732 | 7,403 | 2,777 | 5,288 | 8,065 | 2,511 |
| Северная Ирландия | 7,466 | 9,399 | 0,708 | 1,296 | 2,004 | 0,588 |
| Нидерланды | 32,238 | 112,515 | 21,775 | 30,883 | 52,658 | 9,108 |
| Норвегия | 33,6915 | 128,299 | 21,761 | 7,208 | 28,969 | -14,553 |
| Польша | 37,674 | 151,08 | 14,793 | 14,459 | 29,252 | -0,334 |
| Португалия | 18,533 | 48,965 | 5,811 | 8,077 | 13,888 | 2,266 |
| Румыния | 20,42 | 54,783 | 8,158 | 1,433 | 9,591 | -6,725 |
| Сербия | 8,558 | 39,326 | 7,365 | 6,615 | 13,98 | -0,75 |
| Швеция | 39,951 | 135,93 | 34,302 | 12,514 | 46,816 | -21,788 |
| Словения | 3,72172 | 13,647 | 8,976 | 9,039 | 18,015 | 0,063 |
| Словацкая Республика | 8,095 | 27,176 | 12,612 | 14,966 | 27,578 | 2,354 |
| ENTSO-E | 1029,7 | 3278,087 | 467,657 | 467,737 | 935,394 | 0,08 |

В Северной Америке первая МГЭС появилась между США и Канадой в 1901 г. и служила для передачи электроэнергии от гидростанции на канадской

стороне Ниагарского водопада потребителям штата Нью-Йорк [13,69]. Вообще, нужно отметить, что сооружение ГЭС в Канаде послужило основным фактором, способствующим созданию межгосударственных электрических связей и объединений в Северной Америке (СА). Благодаря большим запасам гидроэнергетических ресурсов в Канаде шло интенсивное строительство ГЭС не только для покрытия собственных потребностей в электроэнергии, но и для поставок её на экспорт в США.

Ещё один фактор, стимулирующий электроэнергетическую интеграцию Канады и США, это разносезонность наступления годовых максимумов электрической нагрузки в этих странах (в Канаде – зимой, в США – преимущественно летом). Это обусловлено природно-климатическими (высокими летними температурами в США) и социально-экономическими (развитием кондиционирования, приведшим к сдвигу годового максимума нагрузки в США на лето) причинами. Объединение ЭЭС с зимним и летним максимумами нагрузки приводит к значительному мощностному системному эффекту (снижению потребности в установленных мощностях и, соответственно, затрат на их ввод и функционирование), а его реализация приводит к реверсивным сезонным обменам электроэнергией по МГЭС между США и Канадой.

В 1905 г., на юге СА появилась МГЭС, связывающая США и Мексику [13]. Сейчас в Северной Америке сформированы одни из крупнейших в мире МГЭО. Прежде всего, это Восточное энергообъединение, включающее восточные штаты США и провинции Канады, и Западное, в составе западных штатов США и провинций Канады, а также Мексики.

Основные современные показатели данных МГЭО представлены в таблице 2.2 [70-72 и др.]. Как видно, Восточное Северо-Американское МГЭО по показателям мощности и выработки электроэнергии фактически аналогично Европейскому. В Северо-Американских МГЭО создана разветвленная мощная электросетевая инфраструктура переменного тока высокого напряжения до 765 кВ включительно, а также изобилуют линии и вставки постоянного тока, обеспечивающие стабиль-

ную несинхронную связь между очень крупными синхронными зонами, что повышает управляемость и надежность энергообъединения в целом.

Таблица 2.2 – Основные показатели Северо-Американских МГЭО, 2015 г.

| Страны | Установлен- ная мощность | Электро- потребле- ние | Экспорт | Импорт | Общий объем тор- говли | Импорт нетто |
|--|-----------------------------|------------------------------|---------------|---------------|------------------------------|-----------------|
| | ГВт | ТВт·ч | | | | |
| Западные штаты США | 208,880 | 668,230 | 7,540 | 20,020 | 27,560 | 12,480 |
| Западная Канада | 30,972 | 149,759 | 7,096 | 1,484 | 8,580 | -5,612 |
| Мексика | 68,020 | 303,632 | 9,160 | 0,244 | 9,404 | -8,916 |
| Западное энерго- объединение | 307,872 | 1121,621 | 23,796 | 21,748 | 45,544 | -2,048 |
| Восточные штаты США | 822,960 | 3265,300 | 1,560 | 55,750 | 57,310 | 54,190 |
| Восточная Канада | 101,612 | 413,028 | 61,501 | 1,383 | 62,884 | -60,118 |
| Восточное энерго- объединение | 924,572 | 3678,328 | 63,061 | 57,133 | 120,194 | -5,928 |

Межгосударственная торговля в СА, в т.ч. электроэнергией регламентируется Североамериканским соглашением о свободной торговле (NAFTA – North American Free Trade Agreement) [73].

Намечается дальнейшее развитие Восточного МГЭО особенно в части использования возобновляемых энергоресурсов (ВЭР). Так, планируется масштабное развитие офшорной ветровой генерации вдоль восточного побережья США от штата Нью Джерси до Виргинии (проект «Атлантический ветер») с соответствующим развитием электрической сети постоянного тока для сбора вырабатываемой ветроустановками электроэнергии и передачи ее на берег потребителям [74].

Процесс развития МГЭС и формирования МГЭО активно идет в Южной Америке (ЮА). В значительной степени он стимулируется созданием крупных межгосударственных гидроэнергетических объектов (таких, например, как ГЭС Итайпу и др.). Происходит развитие и других возобновляемых источников энергии (солнечных, ветровых, геотермальных) для использования их в рамках МГЭО.

ЭЭС Бразилии является крупнейшей в ЮА. Эта страна (совместно с соседними) имеет весьма значительный гидроэнергетический потенциал. Поэтому развитие бра-

зильской национальной ЭЭС и, в частности гидроэнергетических проектов, в существенной степени будет определять и перспективы развития МГЭО Южной Америки в целом.

В МГЭО ЮА функционируют электрические сети переменного тока напряжением до 750 кВ включительно и линии и вставки постоянного тока напряжением до ± 600 кВ. ЭЭС Аргентины, Чили, Уругвая, Парагвая, Боливии имеют частоту электрического тока 50 Гц. Остальные национальные ЭЭС в ЮА работают с частотой 60 Гц. Это определяет физико-техническую необходимость использования ППТ и ВПТ при соединении национальных ЭЭС ЮА с разной частотой.

В настоящее время МГЭО стран ЮА пока еще недостаточно интегрировано. Однако, его основные контуры уже просматриваются, и можно говорить о межгосударственном энергообъединении в данном регионе, как таковом. В таблице 2.3 приводятся основные показатели МГЭО ЮА [75].

Таблица 2.3 – Основные показатели МГЭО Южной Америки, 2015 г.

| Страны | Установленная мощность | Электропотребление | Экспорт | Импорт | Общий объем торговли | Импорт нетто |
|--------------|------------------------|--------------------|---------------|---------------|----------------------|--------------|
| | ГВт | | | | | |
| Аргентина | 33,492 | 132,961 | 0,055 | 8,148 | 8,203 | 8,093 |
| Боливия | 1,854 | 8,620 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Бразилия | 140,858 | 615,900 | 0,219 | 34,642 | 34,861 | 34,423 |
| Чили | 19,742 | 72,175 | 0,000 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Парагвай | 8,816 | 14,189 | 41,127 | 0,000 | 41,127 | -41,127 |
| Уругвай | 3,999 | 10,391 | 1,320 | 0,002 | 1,322 | -1,318 |
| Перу | 12,189 | 48,066 | 0,079 | 0,001 | 0,080 | -0,078 |
| Венесуэла | 31,765 | 84,920 | 0,008 | 0,003 | 0,011 | -0,005 |
| Колумбия | 16,488 | 66,133 | 0,460 | 0,045 | 0,505 | -0,415 |
| Эквадор | 6,005 | 22,874 | 0,046 | 0,512 | 0,558 | 0,466 |
| Всего | 275,208 | 1076,229 | 43,314 | 43,354 | 86,668 | 0,040 |

Следует отметить, что наряду с созданием и усилением электрических связей между странами ЮА также происходит развитие системы межгосударственных трубопроводов для транспорта природного газа, и эта тенденция сохраняется на перспективу [76]. Таким образом, имеет место комплексное межгосударственное сотрудничество в области энергетики. Для координации такого сотрудниче-

ства между странами в регионе ЮА с 1973 г. действует организация OLADE (Organización Latinoamericana de Energía – Латиноамериканская энергетическая организация), которая также охватывает и Центральную Америку (ЦА) [77,78].

Хотя в Центральной Америке находятся одни из самых бедных стран мира, тем не менее, процесс электроэнергетической интеграции активно протекает и в этом регионе. ЦА охватывает перешеек, соединяющий южные районы Мексики с Колумбией, включая в себя семь стран, в т.ч. Гватемалу, Сальвадор, Гондурас, Коста-Рику, Никарагуа, Панаму и Белиз¹. В структуре генерации этих стран преобладает гидроэнергетика, и в будущем планируется её развивать. В частности, Коста-Рика рассматривается, как имеющая хороший потенциал для строительства новых ГЭС для покрытия регионального спроса на электроэнергию (что потребует развития МГЭС в регионе ЦА) [79].

Еще одним фактором, стимулирующим электроэнергетическую интеграцию в регионе, является различие режимов электропотребления в разных странах. Так, суточные максимумы нагрузки в разных странах приходятся на разные часы. Кроме того, различаются даже сезоны наступления годовых максимумов. Так, в Никарагуа годовой максимум нагрузки приходится на весну, а в Гватемале – на лето [80].

В данном регионе формируется МГЭО SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central – Энергообъединение стран Центральной Америки). Проект SIEPAC направлен на преодоление ограничений, связанных с недостаточным объемом и низкой эффективностью региональной торговли, что вызвано небольшими размерами и ограниченной взаимосвязью национальных ЭЭС, приводящих к их фрагментации на региональном уровне. В таблице 2.4 представлены основные энергетические показатели данного МГЭО [79]. Объемы торговли электроэнергией в рамках МГЭО в настоящее время составляют около 1800 ГВт·ч/год [79].

¹ Не входит в МГЭО ЦА, поэтому далее не рассматривается.

Таблица 2.4 – Основные показатели МГЭО Центральной Америки, 2015 г.

| Страны | Гватемала | Сальвадор | Гондурас | Никарагуа | Коста-Рика | Панама | Всего |
|---|-----------|-----------|----------|-----------|------------|---------|----------|
| Установлен- ная мощ- ность, МВт | 3 730,2 | 1 680,2 | 2 263,3 | 1 400,2 | 2 931,6 | 3 013,4 | 15 018,9 |
| в т.ч. ГЭС | 1 087 | 486,8 | 642,8 | 148,3 | 1 810,7 | 1 724,7 | 5 900,3 |
| Выработка электроэнер- гии, ГВт·ч | 10 301,9 | 5 124,0 | 7 780,9 | 3 966,2 | 10 696,4 | 9 705,7 | 47 575,1 |
| в т.ч. ГЭС | 3 851,8 | 1 421,3 | 2 184,5 | 283,6 | 8 053,3 | 6 454,0 | 22 248,5 |

Ключевую роль в координации действий между энергокомпаниями региона, а также в качестве органа регионального планирования играет Совет по электрификации ЦА (Consejo de Electrificación de América Central – CEAC) [80,81]. Для скоординированного оперативного управления ЭЭС региона создан диспетчерский центр (ДЦ), действия которого итеративно увязываются с действиями национальных ДЦ.

Электросетевая инфраструктура SIEPAC, выполненная на переменном токе, создает условия для повышения эффективности использования гидроэнергетических ресурсов региона, а также для строительства более эффективных крупных тепловых электростанций. В дополнение к торговле в рамках региона, развитие межсистемных линий в северном направлении позволит вести торговлю электроэнергией с мексиканским рынком, что открывает новые экспортные возможности для реализации потенциала гидроэнергетики ЦА. Возможна организация торговли электроэнергией и с Колумбией, когда будет построена линия электропередачи для связи с ЭЭС этой страны.

Следует отметить, что МГЭО ЦА выступает своего рода связующим звеном между энергообъединениями Северной и Южной Америки. В результате уже сейчас можно говорить о формировании контуров будущего Общеамериканского суперэнергообъединения.

Процессы интеграции национальных ЭЭС также протекают в Африке. МГЭС здесь впервые появились в северо-западной части в 50-е годы, связав Алжир и Тунис ЛЭП 220 кВ для обмена электроэнергией в аварийных ситуациях

[13]. Этим было положено начало формирования северо-африканского МГЭО COMELEC (Comité Maghrébin de L'Electricité – Магрибский электроэнергетический комитет), которое затем вошло в интеграционный проект Средиземноморского энергокольца, упоминаемого ранее.

Помимо указанного, на Африканском континенте к настоящему времени сформировано несколько межгосударственных энергообъединений. Однако в основном это относительно небольшие МГЭО, поскольку электроэнергетика в большинстве африканских стран весьма слабо развита вследствие низкого уровня социально-экономического развития этих стран вообще. Наиболее крупными МГЭО на этом континенте являются Южное и Восточное. Их основные характеристики представлены в таблице 2.5 [82-85].

Южное межгосударственное энергообъединение является крупнейшим на Африканском континенте, хотя по сравнению с Европейским и Американскими МГЭО оно совсем невелико. Оно было образовано в 1995 г. по инициативе Южно-африканской экономической организации (Southern African Development Community – SADC) с целью объединения энергосистем стран региона для повышения надежности, эффективности, гибкости производства и поставок электроэнергии и формирования регионального электроэнергетического рынка [86]. Ведущую роль в нем играет национальная ЭЭС Южно-африканской Республики, составляя три четверти от установленной мощности МГЭО. В рамках энергообъединения ведется работа по планированию развития генерирующих мощностей и электрических сетей.

Восточно-Африканское МГЭО было создано в 2005 г. с целью оптимизации использования энергоресурсов, имеющихся в регионе, интенсификации обмена мощностью и электроэнергией между странами региона, снижения затрат на производство электроэнергии, обеспечения эффективной координации участвующих субъектов по производству и передаче электроэнергии и мощности [87]. В рамках МГЭО также создан рынок на сутки вперед. Развитие генерирующих мощностей и электрических сетей МГЭО стимулируется существенным ростом электропо-

требления, который, как ожидается, составит 100% за предстоящие десять лет. Причем это развитие осуществляется оптимальным образом с обеспечением минимума затрат в рамках всего МГЭО.

Таблица 2.5 – Основные показатели Африканских МГЭО, 2015 г.

| Страны | Установ- ленная мощность | Электро- потребле- ние | Экспорт | Импорт | Общий объем тор- говли | Импорт нетто |
|---|--------------------------------|------------------------------|--------------|--------------|------------------------------|-----------------|
| | ГВт | ТВт·ч | | | | |
| Ангола | 2,210 | 9,680 | | | 0,000 | 0,000 |
| Ботсвана | 0,927 | 3,609 | 0,000 | 1,207 | 1,207 | 1,207 |
| Демократическая Рес- публика Конго | 2,442 | 9,565 | 0,000 | 0,095 | 0,095 | 0,095 |
| Лесото | 0,074 | 0,574 | 0,003 | 0,175 | 0,178 | 0,172 |
| Малави | 0,352 | 2,681 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Мозамбик | 2,724 | 18,762 | 0,233 | 1,004 | 1,237 | 0,771 |
| Намибия | 0,501 | 2,839 | 0,037 | 1,337 | 1,374 | 1,300 |
| Южно-Африканская Республика | 46,963 | 251,996 | 4,909 | 0,542 | 5,451 | -4,367 |
| Свазиленд | 0,070 | 1,475 | 0,000 | 0,889 | 0,889 | 0,889 |
| Танзания | 1,516 | 6,404 | 0,000 | 0,071 | 0,071 | 0,071 |
| Замбия | 2,206 | 11,326 | 3,441 | 0,165 | 3,606 | -3,276 |
| Зимбабве | 2,450 | 10,228 | 1,231 | 0,979 | 2,210 | -0,252 |
| Южно-Африканское МГЭО | 62,435 | 329,139 | 9,854 | 6,464 | 16,317 | -3,390 |
| Бурунди | 0,056 | 0,278 | 0,000 | 0,092 | 0,092 | 0,092 |
| Демократическая Рес- публика Конго (во- сточн.) | 2,442 | 9,565 | 0,000 | 0,095 | 0,095 | 0,095 |
| Египет | 39,103 | 156,828 | 0,747 | 0,054 | 0,801 | -0,693 |
| Эфиопия | 4,284 | 9,796 | | | 0,000 | 0,000 |
| Ливия | 10,224 | 12,758 | 0,000 | 0,376 | 0,376 | 0,376 |
| Кения | 2,299 | 9,280 | 0,049 | 0,079 | 0,128 | 0,030 |
| Руанда | 0,144 | 0,500 | 0,004 | 0,090 | 0,094 | 0,086 |
| Судан | 3,338 | 10,580 | 0,005 | 0,129 | 0,134 | 0,124 |
| Танзания | 1,516 | 6,404 | 0,000 | 0,071 | 0,071 | 0,071 |
| Уганда | 0,867 | 3,162 | 0,121 | | 0,121 | -0,121 |
| Джибути | 0,130 | 0,364 | | | | |
| Восточно- Африканское МГЭО | 64,403 | 219,515 | 0,926 | 0,986 | 1,912 | 0,060 |

Восточно-Африканское МГЭО, также как в большинстве случаев, формиро-
валось и развивалось под эгидой общеэкономической региональной организации
Сообщество Восточной Африки (East Africa Community – EAC). Данное энерго-

объединение меньше Южно-Африканского, и доминирующая роль в нем принадлежит Египту. Эта страна имеет установленную мощность электростанций, составляющую несколько более 60% и электропотребление порядка двух третей от всего МГЭО.

В целом Африканские МГЭО пока еще не вышли на тот уровень развития, который достигнут в Европейском и Американском энергообъединениях. Это зависит не столько от самой электроэнергетики и ЭЭС, сколько от развития экономики, промышленности, сферы услуг страны в целом; а в большинстве стран Африки социально-экономические показатели находятся на очень низком уровне. Тем не менее, на этом континенте уже идет процесс межрегиональной электроэнергетической интеграции, когда формируются электрические связи между отдельными МГЭО. В перспективе намечается последовательное развитие и интеграция МГЭО с выходом на формирование континентального Африканского суперэнергообъединения. Немаловажную роль в этом призваны сыграть проекты освоения возобновляемых энергоресурсов Африки, в т.ч. гидроэнергетических (в частности проект ГЭС Гранд Инга в Демократической Республике Конго), а также солнечных энергоресурсов зоны Сахары для передачи вырабатываемой электроэнергии в страны Западной Европы и использования её на месте.

На Юго-Востоке Азии активно развивается энергообъединение стран АСЕАН (ASEAN – Association of Southeast Asian Nations). Это относительно крупное объединение, существенно превосходящее Африканские и приближающееся к Южно-Американскому МГЭО. Основные современные характеристики МГЭО стран Юго-Восточной Азии приведены в таблице 2.6 [83].

Идея создания и концепция МГЭО в регионе продвигалась и поддерживалась на уровне всей ассоциации АСЕАН. В 1999 г. в рамках этой организации был создан Энергетический центр для выработки инновационных решений энергетических задач АСЕАН по вопросам политики, нормативно-правовой базы и технологий. Он также выступает катализатором для объединения и укрепления энергетического сотрудничества и интеграции в АСЕАН путем реализации соответ-

ствующих программ и проектов. Наконец, он служит как база данных по энергетике в АСЕАН и способствует обмену энергетической информацией, знаниями и технологиями.

Таблица 2.6 – Основные показатели МГЭО Юго-Восточной Азии, 2015 г.

| Страны | Установлен- ная мощность | Электро- потребле- ние | Экспорт | Импорт | Общий объем торговли | Импорт нетто |
|---------------------|-----------------------------|------------------------------|---------------|---------------|----------------------------|-----------------|
| | ГВт | ТВт·ч | | | | |
| Бруней Дар-эс-Салам | 0,778 | 4,199 | | | | |
| Камбоджа | 1,657 | 6,015 | | 1,526 | 1,526 | 1,526 |
| Индонезия | 55,531 | 246,732 | | 12,75 | 12,75 | 12,75 |
| Лаос | 5,813 | 4,239 | 10,842 | 2,05 | 12,892 | -8,792 |
| Малайзия | 29,974 | 128,33 | 0,023 | 0,221 | 0,244 | 0,198 |
| Мьянма | 5,235 | 13,55 | 2,421 | 0 | 2,421 | -2,421 |
| Филиппины | 18,765 | 82,413 | | | | |
| Сингапур | 13,405 | 47,514 | | | | |
| Таиланд | 38,815 | 174,833 | 2,266 | 14,414 | 16,68 | 12,148 |
| Вьетнам | 38,642 | 145,15 | 0,85 | 2,3 | 3,15 | 1,45 |
| АСЕАН | 208,615 | 852,975 | 16,402 | 33,261 | 49,663 | 16,859 |

В 2007 г. странами-участницами АСЕАН был подписан Меморандум о взаимопонимании относительно формирования МГЭО в регионе. Его цель состояла в официальной поддержке и продвижении общей политики стран АСЕАН относительно создания МГЭО Юго-Восточной Азии и развития торговли электроэнергией для повышения региональной энергетической безопасности, надежности и эффективности на основе взаимной выгоды. Предусматривалась поэтапная реализация проекта объединения. На первых этапах предполагалась двусторонняя торговля электроэнергией, а на финальной стадии – многосторонняя торговля [88].

В настоящее время уже реализовано девять проектов межгосударственных ЛЭП общей пропускной способностью 5,2 ГВт и продолжается работа над шестью проектами линий электропередачи пропускной способностью 3,3 ГВт. Всего к 2020 г. ожидается создать электросетевую инфраструктуру из шестнадцати МГЭС общей пропускной способностью 23,3 ГВт [88,89]. В значительной степени это электрические связи постоянного тока. Наряду с развитием МГЭС в регионе развивается сеть трубопроводов для транспорта природного газа.

Поскольку значительная часть стран региона расположена на островах, то для соединения их национальных ЭЭС используются подводные кабели постоянного тока. При всей дороговизне такого способа объединения, он признается в данном случае эффективным. Это означает, что системные эффекты, получаемые от интеграции ЭЭС превосходят затраты на прокладку кабелей.

Процессы электроэнергетической интеграции идут и в других регионах Азии. В частности рассматриваются вопросы формирования Южно-Азиатского (SAARC – South Asian Association for Regional Cooperation), совместно с Центрально-Азиатским (CAPS – Central Asian Power System) МГЭО и проектом CASAREM (Central Asia South Asia Regional Electricity Market) [90-92], проводятся исследования Восточно-Азиатского (NEAREST – North East Asia Regional Electric System Ties) МГЭО совместно с проектом Гобитэк [13,15, 33 и др.]. В перспективе речь идет о формировании Азиатского суперэнергообъединения [93], включающего в себя перечисленные, а также ряд других МГЭО, в т.ч. Азиатскую часть энергообъединения стран СНГ (иначе называемое МГЭО ОЭС/ЕЭС).

Начало интеграции электроэнергетических систем СССР и социалистических стран Восточной Европы фактически было положено в 1959 г., когда Комиссией по обмену электроэнергией и комплексному использованию гидроэнергоресурсов р.Дунай, функционировавшей в рамках Совета экономической взаимопомощи, был подготовлен и утвержден доклад по объединению ЭЭС стран-членов СЭВ и взаимной передаче электроэнергии [94]. В докладе были сформулированы конкретные предложения по объединению национальных энергосистем, которые вскоре стали реализовываться. Так, в 1960 г. были построены первые ЛЭП 220 кВ для объединения ЭЭС ГДР, Польши, Чехословакии и Венгрии. В 1962 г. для экспорта электроэнергии из СССР в Венгрию и Польшу были введены в эксплуатацию линии напряжением 220 кВ. В том же году было подписано соглашение о создании в Праге Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) энергообъединения стран Восточной Европы и СССР, получившего название МИР.

В дальнейшем продолжалось укрепление межгосударственной электросетевой инфраструктуры этого энергообъединения. В 1963 г. по линии 220 кВ была подключена к энергообъединению ЭЭС Румынии. Затем были построены ЛЭП 220 кВ «Румыния-Болгария» (1967 г.) и «СССР-МНР/Монгольская Народная Республика» (1974 г.). В 1978 г. была введена в строй ЛЭП 750 кВ «СССР-Венгрия», а в начале 1980-х линии того же класса напряжения связали СССР с Польшей и Болгарией. В результате МГЭО МИР охватило территорию от Улан-Батора (МНР) на востоке до Эрфурта (ГДР) на западе [95] и стало на тот момент крупнейшим на планете, имея установленную мощность электростанций более 400 ГВт.

Однако с распадом СССР и СЭВ энергообъединение МИР также прекратило свое существование. Как отмечалось ранее, восточно-европейские страны «ушли» в западно-европейское МГЭО. ЭЭС СССР превратилась в межгосударственное энергообъединение, включающее страны-бывшие советские республики, получившее название ОЭС/ЕЭС. Его основные показатели представлены в таблице 2.7 [63, 96-99].

Таблица 2.7 – Основные показатели МГЭО ОЭС/ЕЭС, 2015 г.

| Страны | Установленная мощность | Электропотребление | Экспорт | Импорт | Общий объем торговли | Импорт нетто |
|----------------|------------------------|--------------------|---------------|---------------|----------------------|---------------|
| | ГВт | | | | | |
| Азербайджан | 7,793 | 24,531 | 0,265 | 0,108 | 0,373 | -0,157 |
| Армения | 4,087 | 6,548 | 1,424 | 0,174 | 1,598 | -1,250 |
| Беларусь | 9,740 | 36,704 | 0,194 | 2,816 | 3,010 | 2,622 |
| Грузия | 3,719 | 10,382 | 0,660 | 0,699 | 1,359 | 0,039 |
| Казахстан | 21,307 | 90,847 | 1,645 | 1,695 | 3,340 | 0,050 |
| Кыргызстан | 3,788 | 13,529 | 0,182 | 0,694 | 0,876 | 0,512 |
| Латвия | 2,883 | 7,209 | 3,424 | 5,243 | 8,667 | 1,819 |
| Литва | 3,794 | 10,859 | 0,730 | 7,938 | 8,668 | 7,208 |
| Молдова | 2,999 | 5,329 | 0,000 | 0,018 | 0,018 | 0,018 |
| Россия | 243,190 | 1036,400 | 18,231 | 6,700 | 24,931 | -11,531 |
| Таджикистан | 5,226 | 15,000 | 1,500 | 0,010 | 1,510 | -1,490 |
| Туркменистан | 4,674 | 19,333 | 3,201 | 0,000 | 3,201 | -3,201 |
| Узбекистан | 12,945 | 55,700 | 1,500 | 0,000 | 1,500 | -1,500 |
| Украина | 55,903 | 150,620 | 3,642 | 2,296 | 5,938 | -1,346 |
| Эстония | 2,984 | 8,139 | 6,273 | 5,349 | 11,622 | -0,924 |
| ОЭС/ЕЭС | 385,032 | 1491,130 | 42,871 | 33,740 | 76,611 | -9,131 |

МГЭО ОЭС/ЕЭС в его современном состоянии является весьма слабо интегрированным. Обмены электроэнергией, характеризующие степень интеграции и реализацию системных эффектов при объединении ЭЭС, снизились между странами-бывшими республиками за период с 90-го года по настоящее время примерно в четыре раза [100]. Однако, потенциал для их роста, безусловно, остался.

Следует ожидать, что в рамках интеграционных проектов Таможенного и Евразийского экономического Союзов дезинтеграционная тенденция в электроэнергетике постсоветского пространства наконец-то сменится на интеграционную, что, как было очевидно из рассмотрения мирового опыта, соответствует глобальному тренду.

2.1.2. Модели и методология развития ЭЭС в условиях интеграции

Для исследования перспектив развития и эффективности МГЭС и формирования МГЭО, в принципе, могут использоваться типовые коммерческие (обращающиеся на рынке программной продукции) математические модели и программно-вычислительные комплексы для развития и режимов ЭЭС, которые были описаны в главе 1. Однако, во многих случаях применяются специальные исследовательские модели, целенаправленно разработанные для проведения указанных исследований. Это может объясняться тем, что первые создаются для решения очень широкого круга возможных задач развития, а также зачастую и функционирования, и весь арсенал их средств оказывается невостребован при исследовании МГЭС и МГЭО. Кроме того, в ряде случаев имеются некоторые специфические условия формирования потенциальных МГЭО, требующие учёта. Поэтому исследовательские модели создаются для решения определенного круга задач, учитывая при этом их специфику, а также особенности интегрируемых ЭЭС. Ниже рассмотрен ряд таких исследовательских моделей.

Оптимизационная математическая модель SUPER (Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional) [101] была разработана Латиноамериканской энерге-

тической организацией OLADE для технико-экономического исследования перспектив формирования МГЭС и МГЭО в Южной Америке [101]. Модель позволяет планировать развитие объединенных региональных электроэнергетических систем, выбирая оптимальные вводы электростанций и линий электропередачи для покрытия растущей нагрузки в условиях неопределенности. В качестве основных неопределенных параметров рассматриваются перспективная электрическая нагрузка, ставка дисконтирования, топливные затраты, сроки строительства объектов, приточность воды к водохранилищам ГЭС. Решения модели в условиях неопределенности могут определяться по критериям либо минимаксных рисков, либо минимума долгосрочных маргинальных (предельных) затрат. В модели формируются оптимальные месячные и годовые энергобалансы, оптимизируется совместное функционирование тепловых и гидравлических электростанций в ЭЭС, моделируются контракты на покупаемую и продаваемую электроэнергию, определяются маргинальные операционные затраты (краткосрочные двойственные оценки модели). Модель позволяет исследовать до шести объединенных подсистем, представляющих собой либо ЭЭС различных территорий страны/стран, либо энергокомпаний, либо ЭЭС (или их части), содержащие ГЭС с существенно различающимися гидрологическими характеристиками.

С использованием данной модели исследовались, в частности, перспективы формирования МГЭО SIERAC в Центральной Америке, субрегиональное Андийское МГЭО на Северо-Западе Южной Америки [80]. При этом определялись вводы генерирующих мощностей и развитие электрических сетей, необходимые для покрытия перспективной нагрузки при отдельной и совместной работе национальных ЭЭС, соответствующие капиталовложения и эксплуатационные расходы, перетоки по МГЭС, а также краткосрочные маргинальные издержки в отдельных странах и по МГЭО в целом.

Для обоих МГЭО были выявлены значительные положительные эффекты в виде снижения вводов новых электростанций и экономии суммарных затрат (капитальных и эксплуатационных с учетом затрат в МГЭС) и маргинальных кратко-

срочных издержек. Данные эффекты получены как разность значений соответствующих показателей, рассчитанных на модели для сценариев отдельной и совместной работы национальных ЭЭС.

В университете PURDUE (США) сотрудниками группы развития энергообъединений была разработана математическая модель LTEM (Long-Term Expansion Model) [102] для исследования перспектив и эффективности формирования МГЭС и МГЭО. В зависимости от постановки задачи могут использоваться модификации модели, базирующиеся либо на целочисленном, либо линейном программировании. Количество целочисленных переменных модели составляет 600, а непрерывных – 500 тысяч. Количество ограничений модели – 20 тысяч. Модель минимизирует суммарные затраты, включая капитальные, топливные, эксплуатационные, в существующие и вводимые генерирующие и передающие мощности энергообъединения, а также ущербы от недоотпуска электроэнергии в течение планируемого временного горизонта. Горизонт планирования выбирается пользователем модели, но обычно составляет от 10 до 20 лет, хотя более короткий или, наоборот, более длинный периоды также допустимы. Модель определяет оптимальную структуру и объемы вводов и пропускные способности генерирующих мощностей и линий электропередачи в энергообъединении на рассматриваемую перспективу. Также она позволяет оптимизировать загрузку существующих и новых электростанций разного типа, включая ГЭС и ГАЭС, в объединяемых ЭЭС, а также определить оптимальные объемы и режимы перетоков по существующим и вновь введенным сетям, в том числе с рассмотрением часовых режимов. В модели LTEM учитывается надежность электроснабжения, определяются необходимые резервы мощностей и их распределения по странам МГЭО, а также ущербы от недоотпуска электроэнергии.

С использованием данной модели проводились исследования перспектив развития МГЭС и формирования МГЭО в Южной, Западной, Центральной и Восточной Африке [103]. В методическом плане эти исследования относятся к задачам оценки энергоэкономической эффективности формирования МГЭО и разви-

тия МГЭС между отдельными странами. Они показали очень большой эффект от формирования МГЭО. Так, общие затраты на развитие ЭЭС объединяемых стран за расчетный период снижаются более, чем в 2 раза (в сравнении с изолированной работой этих ЭЭС).

Еще одна модель, получившая название ЕММА (Electricity Market Model), была разработана специально для исследования перспектив развития МГЭО в Европе [104]. Это модель линейного программирования, которая может решать задачи, содержащие до 6 млн. переменных. В модели учитываются как долгосрочный период, так и краткосрочный. Иначе говоря, учитываются развитие и инвестирование в новые генерирующие и передающие мощности, а также функционирование и режимы работы ЭЭС.

В составе генерирующих мощностей возможно задавать до 12 технологий, включая две технологии ВИЭ – солнечная и ветровая, шесть теплоэнергетических технологий – атомная, угольная (антрацит), угольная (лигнит), угольная (лигнит с извлечением и захоронением углерода), газовая (открытого цикла) и газовая (комбинированного цикла), три гидроэнергетических технологий – гидроаккумулирующая, ГЭС (с водохранилищем), ГЭС (без водохранилища), а также технологию снижения электрической нагрузки потребителей.

Целевая функция модели минимизирует суммарные затраты на развитие и функционирование ЭЭС (включая капитальные, эксплуатационные, топливные, а также налог на выбросы диоксида углерода от ТЭС). При этом капитальные затраты приводятся к годовой размерности.

Переменные модели включают часовые рабочие мощности каждой генерирующей и аккумулирующей технологии, часовые перетоки между регионами, установленные мощности каждого типа генерирующей технологии, пропускные способности межсистемных электрических связей.

В модели имеется значительное количество технических ограничений, в т.ч. энергобалансовые, на развитие мощностей, на перетоки по межсистемным электрическим связям, на объемы аккумулирования энергии, на работу комбиниро-

ванных источников энергии (вырабатывающих электрическую и тепловую энергию), на минимальную мощность и другие. Модель является детерминированной. Неопределенность стоимости топлива, перспективного спроса на электроэнергию, капиталовложения и др. учитывается путем формирования различных сценариев при задании разных значений неопределенных факторов.

Спрос на электроэнергию в модели задается полностью неэластичным (набором констант) с часовыми интервалами по каждому из рассматриваемых регионов.

В модели также рассчитываются узловые (теневые) цены, которые по своей сути являются долгосрочными, поскольку учитывают инвестиционные затраты, которые в моделях развития являются переменной/приростной величиной. В таком случае, как отмечается в [104], отсутствует проблема «missing money» (потери денег), которая характерна для ЭЭР, на которых узловые цены (двойственные оценки) формируются на основе краткосрочных предельных издержек. В [104] узловaя цена определяется как производная всех затрат на развитие и функционирование ЭЭС (включая затраты на топливо, развитие генерирующих мощностей и электрических сетей) по электрической нагрузке.

Модель использовалась для исследования перспектив развития Северо-Западной части Европейского МГЭО, включая ЭЭС Норвегии, Швеции, Германии, Польши, Нидерландов, Бельгии, Франции, в основном для оценки возможностей интеграции ВИЭ в данное энергообъединение [105,106].

В Азиатско-Тихоокеанском энергетическом исследовательском центре (Asia Pacific Energy Research Centre – APERC) была разработана математическая модель развития регионального МГЭО [35]. Она основана на линейном программировании, и минимизирует целевую функцию, представляющую собой суммарные общесистемные затраты расчетного года, включая капитальные, эксплуатационные, топливные затраты, налог на выбросы диоксида углерода для всего региона СВА. Тем самым в модели заложено, что страны СВА тесно кооперируются друг с другом, действуя таким образом, чтобы минимизировать общую целевую функцию.

Капвложения в целевой функции приводятся к годовой размерности с использованием известного коэффициента возврата капитала [107].

Оптимизация выполняется при разного рода ограничениях, в т.ч. балансовых (обеспечение равенства спроса и предложения мощности/электроэнергии), ограничениях на максимальную установленную и располагаемую генерирующую мощность разных типов электростанций, на возможности загрузки и разгрузки этих мощностей, на объемы аккумулируемой энергии, на объемы перетоков мощности по межсистемным электрическим связям и пр.

Спрос на электроэнергию задается суточными и сезонными графиками электрической нагрузки с часовым разрешением. Условно в модели выделяется пять сезонов: летний пиковый, летний средний, зимний пиковый, зимний средний, промежуточный. Таким образом, всего в расчетном году рассматривается 120 временных интервалов.

Модель многорегиональная (многоузловая). В ней выделяется 10 узлов. Причем эти узлы различаются между собой назначением: «городские» узлы (city nodes), их семь, и узлы «поставки» (supply nodes), их три. Предполагается, что в первом типе узлов имеется генерация и потребление электроэнергии, а во втором – только генерация для экспорта в другие регионы. Такое допущение упрощает моделирование и снижает объемы требуемых исходных данных, однако делает модель менее реалистичной.

В модели формируются двойственные оценки к ограничениям, в частности к энергобалансовому равенству. Хотя в [35] не отмечается, можно понять, что это долгосрочные ДО. Они являются важными индикаторами уровня цены на электроэнергию, используемыми при анализе перспектив развития МГЭО.

Модель имеет 75000 ограничений и равенств и 38000 переменных. Она реализована в вычислительной системе GAMS (General Algebraic Modeling System – Общая алгебраическая система моделирования).

С использованием данной модели изучались перспективы формирования МГЭО в Северо-Восточной Азии [35]. Причём КНДР (Корейская Народно-

Демократическая Республика) как узел генерации и/или потребления электроэнергии в модели отсутствовал. Она ограниченно рассматривалась только как страна-транзитер, предоставляющая коридор для прохождения трассы МГЭС. Исследования являлись многовариантными с тем, чтобы учесть различные возможности развития МГЭО, включая развитие солнечной и ветровой энергетики в Монголии, гидроэнергетики в России и др.

Математическая модель развития для специальных исследований роли возобновляемой энергетики в МГЭО была разработана в Технологическом университете Лаппеенранта (Финляндия) [36]. Модель является оптимизационной, линейной, многоузловой, статической. Последнее предполагает одношаговую оптимизацию моделируемой энергосистемы за расчетный период (от настоящего времени к расчетному году, скажем 2030).

Целевая функция модели, включающая капвложения и эксплуатационные затраты в генерирующие, аккумулирующие и передающие мощности, а также топливные затраты тепловых электростанций, минимизируется. Основное ограничение модели – баланс спроса и предложения мощности в каждый час расчетного года, при котором учитываются генерируемая, получаемая из других узлов и передаваемая в другие узлы, аккумулируемая и выдаваемая аккумулирующими установками мощность. Помимо него существуют ограничения на минимальную и максимальную установленную генерирующую мощность для разных типов электростанций и ряд других.

В данной модели рассматривается широкий спектр технологий генерации и аккумулирования возобновляемой энергии. В частности, генерирующие источники включают фотоэлектрические преобразователи, солнечные ТЭС с концентраторами, ветровые установки, ГЭС с водохранилищами и без них, ТЭС на биомассе (в т.ч. с использованием её в виде биогаза) и коммунально-бытовых отходах. Аккумулирующие установки включают ГАЭС, электрохимические аккумуляторы, тепловые аккумуляторы, установки, преобразующие электроэнергию в газ (метан, водород) с его последующим хранением в течение длительного периода времени.

Особое внимание данным установкам уделяется вследствие того, что ВИЭ могут выдавать только переменную во времени энергию, и для гарантированного электроснабжения потребителей требуется хранить энергию в периоды её избытков и выдавать в сеть, когда мощность ВИЭ недостаточна для покрытия нагрузки.

Разработанная модель использовалась для исследования формирования МГЭО в регионе США, основанном полностью на возобновляемых энергоресурсах. При этом Россия с её значительным потенциалом ВЭР не была учтена. Проведенные исследования показали, что сценарий 100%-го электроснабжения от ВИЭ в указанном энергообъединении при определенных условиях может быть реалистичен, хотя дополнительно требуются уточняющие научные проработки.

2.2. Дерегулирование электроэнергетики

В данном параграфе будут рассмотрены вопросы дерегулирования мировой и российской электроэнергетики, в т.ч. с учетом её развития, и с отражением указанных процессов в математических моделях развития ЭЭС.

2.2.1. Процессы реформирования электроэнергетики

2.2.1.1. Зарубежная практика

Дерегулирование и реструктуризация электроэнергетики в той или иной степени охватили многие страны мира на различных континентах, приняв фактически характер глобальной тенденции. В период до проведения реформ в электроэнергетике, как уже отмечалось, господствовавшей формой организации отрасли практически во всех странах были регулируемые вертикально-интегрированные энергокомпании. В настоящее время в ряде стран и регионов (в частности, почти в половине штатов США, Японии) они по-прежнему существуют и продолжают функционировать и развиваться.

В результате реформирования в электроэнергетике разных стран были созданы различные формы организации рынка [108,109]. Так, в Скандинавии, многих странах Западной Европы, Австралии, Новой Зеландии, некоторых провинциях Канады были введены монопродуктовые конкурентные ЭЭР, где торговля ведется одним товаром – электроэнергией. Эти оргструктуры наиболее близки к спотовым рынкам электроэнергии, теорию которых разработали Р.Бон, М.Караманис и Ф. Швеппе [110,111] на рубеже 80-х годов прошлого века. Указанными работами фактически были заложены теоретические основы реформирования электроэнергетики вообще. Считалось, что на однопродуктовых спотовых рынках электроэнергии формируются ценовые сигналы, обеспечивающие эффективное функционирование и развитие электроэнергетики. Однако, в условиях спотового рынка затруднительно оценить достаточность генерации. Причина этих трудностей состоит в том, что экономический сигнал, генерируемый спотовым рынком электроэнергии, является слишком непостоянным и сложным, чтобы правильно стимулировать ввод новой мощности. Это особенно проявляется в энергосистемах с большой долей гидроэлектростанций. Если в условиях средней водности, не говоря уже о маловодье, энергобаланс являлся бы напряжённым, приводя к росту цен и стимулируя приход инвесторов, то в многоводных условиях на ГЭС возрастает выработка электроэнергии, «маскируя» эту напряжённость и вынуждая спотовые цены снижаться [112]. Это откладывает приход инвесторов и усугубляет в будущем проблемы инвестирования в новые генерирующие мощности.

Поэтому в указанные монопродуктовые оргструктуры, как правило, встраиваются специальные инструменты развития генерирующих мощностей, которые задействуются в случае, если по каким-либо причинам не обеспечивается покрытие растущей нагрузки [113]. Эти инструменты обычно реализуются в виде дополнительных платежей генерирующим мощностям. У этих платежей в каждом регионе есть разные названия и различные сроки действия, но основа их в том, что владелец генерации получает дополнительную плату сверх равновесной цены

в обмен на договоренность о поставках мощности (в т.ч. в долгосрочном периоде) в случае энергобалансовой необходимости [114-117].

В Бразилии, Чили, Колумбии также существует рынок одного товара – электроэнергии. Однако, в отличие от перечисленных выше, на нем ценовые сигналы спотового рынка, характеризующиеся значительной волатильностью, заменены механизмом обязательных аукционов, в результате которых заключаются двусторонние долгосрочные договора (на период до 15-30 лет) между генерирующими и сбытовыми компаниями, стимулирующие инвестиции в развитие генерирующих мощностей [118,119]. Это позволяет энергосбытовым организациям (ЭСО) определять, когда и сколько электроэнергии купить на аукционе, чтобы минимизировать платежи, например, используя в своих интересах низкие цены на топливо. У этого механизма есть дополнительное преимущество – долгосрочность, облегчающее ввод генерирующих мощностей, которые требуют более длительных сроков строительства, и уменьшающее риск инвестора, обеспечивая возврат вложенных средств.

Для существующих и новых мощностей проводятся отдельные аукционы, где генерирующие объекты конкурируют друг с другом. Для каждого типа аукциона ЭСО обязаны сообщать Оператору свои прогнозы нагрузки. Они заключают контракты на аукционе, чтобы покрыть общий рост нагрузки. Выигравшие генераторы заключают двусторонние контракты с ЭСО, пропорционально их прогнозируемым нагрузкам. Неопределенность электропотребления учитывается путем проведения дополнительных аукционов для действующей генерации один раз в год (для поставок в течение следующего года), а также корректирующих аукционов, проводящихся раз в квартал (для поставок энергии на 4 месяца вперед).

Одним из недостатков рассмотренного механизма считаются риски, связанные, прежде всего, с неопределенностью затрат.

В электроэнергетике Северо-Восточных штатах США внедрены многопродуктовые организационные структуры, где торговля ведется двумя товарами – электроэнергией и мощностью [120,121]. Причем рынок мощности фактически

является механизмом развития генерирующих мощностей. Правила заключения контрактов и формирования цен предусматривают компенсацию переменных затрат поставщика на производство электроэнергии в составе платежа за электрическую энергию (на рынке электроэнергии), а условно-постоянных эксплуатационных затрат и инвестиций – в составе платежа за мощность (на рынке мощности).

Системный оператор накладывает обязательства по поставке мощности потребителям, в том числе долгосрочные (на три–четыре года вперед), на каждую ЭСО. Суммарная величина этих обязательств, определяемая на соответствующий период поставок мощности, равна прогнозу максимума нагрузки плюс резерв (на конец этого периода). ЭСО представляют информацию о своей нагрузке СО, и он на этой основе строит нисходящую «кривую спроса».

Каждая ЭСО, чтобы выполнить свои обязательства, может приобрести ресурсы мощности, участвуя в рынке мощности (точнее «кредитов мощности», как дословно переводится с английского языка словосочетание «capacity credits»), строя генерирующие объекты или вступая в двусторонние соглашения на поставку мощности. На рынке мощности проводятся ежедневные, интервальные, ежемесячные аукционы и аукционы на срок до нескольких лет. Ежедневный аукцион кредитов мощности позволяет ЭСО согласовывать ресурсы мощности с краткосрочными изменениями в розничной нагрузке, в то время как интервальные, ежемесячные и аукционы кредитов мощности на срок до нескольких лет обеспечивают согласование средне- и долгосрочных обязательств с ресурсами мощности. В результате находится равновесная цена мощности.

Данная форма организации электроэнергетики имеет недостатки, в частности существует возможность манипуляции ценами (см. далее). Тем не менее, рынки мощности Северо-Востока США считаются одними из наиболее успешных.

В некоторых странах Южной Америки, Испании, Ирландии, Иране введена плата за мощность, как механизм стимулирования инвестиций в генерирующие мощности [122,123]. В Великобритании ранее также имелся подобный механизм,

однако в 2001 г. он был заменен системой двусторонних договоров NETA (New Electricity Trading Arrangements), в 2005 г. переименованный в BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements) в связи с присоединением к этой системе Шотландии [124].

Плата за мощность устанавливается для создания дополнительного дохода, который добавляется к доходам, получаемым на спотовом рынке электроэнергии и, таким образом, способствует инвестированию и развитию новой генерации. В отличие от рынков мощности, полагающихся на рыночные силы для нахождения цены мощности, плата за мощность определяется административным путем. Такая плата может быть постоянной, либо переменной, зависящей от сбалансированности ЭЭС. Плата возрастает, если предложение ограничено и генерирующих мощностей не хватает и может падать до нуля, если предложение избыточно. При этом сами генераторы решают насколько выгодно им поддерживать в эксплуатации существующие мощности или вводить новые при соответствующем уровне платы за мощность.

Необходимо отметить, что постоянные платежи за мощность недостаточно связаны с изменениями спроса и предложения на мощность, и, следовательно, не могут обеспечить адекватный и своевременный экономический сигнал для инвестиций. В то же время, при определении величины переменной платы за мощность может возникать погрешность, что приведет к пере- либо недоинвестированию и, соответственно, к неэффективным решениям по расширению производства и потребления мощности и электроэнергии.

Монопродуктовые электроэнергетические организационные структуры одного покупателя сформировались в Китае, Монголии, и некоторых других странах [125,126]. Их создание предполагает реструктуризацию сектора генерации с созданием генерирующих компаний (ГенКо), которые могут конкурировать друг с другом. При этом вертикальная интеграция передачи, распределения и сбыта электроэнергии сохраняется в рамках одного хозяйствующего субъекта – единого покупателя. Он закупает электроэнергию у ГенКо, в том числе, на основе долго-

срочных двусторонних договоров, стимулирующих инвестирование и строительство новых мощностей.

В Южной Корее (Республике Корея – РК) сформировалась многопродуктовая электроэнергетическая организационная структура одного покупателя, где генерация электроэнергии отделена от остальной цепочки передачи, распределения и сбыта электроэнергии. Электростанции организованы в ГенКо, конкурирующие между собой. На данном рынке торговля ведется электроэнергией, но введена плата за мощность, дополнительно стимулирующая, по замыслу авторов, ввод новых электростанций. Эта плата дифференцирована для капиталоемких атомных и тепловых электростанций и полупиковых и пиковых установок, имеющих гораздо меньшие капитальные затраты. Очевидно, в первом случае она больше, чем во втором. Недостатки постоянной платы за мощность отмечались ранее.

Указанные выше основные организационные формы электроэнергетики усложняются горизонтальной и вертикальной интеграцией участников. В результате формируются, соответственно, горизонтально- и вертикально-интегрированные структуры. Под горизонтальной интеграцией подразумевается слияние и поглощение ГенКо, что имеет место как за рубежом, так и в России [127,128]. Это обусловлено, главным образом, эффектом масштаба, когда издержки управления единой более крупной компанией снижаются по сравнению с раздельной работой нескольких мелких компаний. Однако, с другой стороны, в результате горизонтальной интеграции может возникнуть крупный участник, способный проявлять т.н. рыночную власть, как в отдельных территориальных сегментах так, и возможно, на рынке в целом.

Процесс горизонтальной интеграции присущ не только отдельным субъектам, но и рынкам в целом. Т.е. отдельные ЭЭР могут интегрироваться при наличии общей электросетевой инфраструктуры, что отмечалось ранее при анализе тенденции электроэнергетической интеграции. Интеграция проявляется во взаимном открытии ЭЭР для участников из других рынков, как, например, это постепенно происходит в Европейском МГЭО.

Что касается вертикальной интеграции, то она связана, с одной стороны, с объединением ГенКо и топливных компаний, с другой, - с объединением ГенКо и сбытовых компаний, что не запрещено действующим законодательством. В принципе возможна одновременная интеграция ГенКо как с топливными, так и со сбытовыми компаниями. Создание такого рода вертикально-интегрированных структур выгодно ГенКо, поскольку снижает топливные затраты для них и обеспечивает прямой доступ, с одной стороны, к топливным ресурсам, а с другой – к потребителям и их деньгам. Однако, это приводит к тому, что ЭЭР становится более несовершенным. Так, в [127] отмечается, что, если на топливном рынке имеет место несовершенная конкуренция, то она через данную вертикально-интегрированную структуру может транслироваться на ЭЭР. Интеграция ГенКо со сбытовыми компаниями ограничивает доступ на рынок новых участников, что усугубляет несовершенный характер ЭЭР [128].

Таким образом, реальные электроэнергетические рынки несовершенны, и практически ни одно из условий возникновения (существования) совершенной конкуренции [129-131] для них не выполняется [126]. Несовершенство ЭЭР усугубляется рядом особенностей электроэнергетики, включая: а) слабую эластичность спроса на электроэнергию; б) запоздалую реакцию рынка на возникновение ограниченности генерирующих мощностей; в) значительный временной лаг между принятием решения о строительстве новой электростанции и вводом ее в эксплуатацию; г) высокие затраты на вхождение в рынок (на строительство или покупку электростанций) и инвестиционные риски и др. В результате возникают различные проблемы ЭЭР, рассмотренные, в частности, в [126,132-138]. Одной из основных проблем ЭЭР является формирование олигополий – структур с доминированием крупных ГенКо, которые демонстрируют свою власть (снижая поставки электроэнергии и завышая цены), как в краткосрочном плане, так и в долгосрочной перспективе (в процессе развития и инвестирования), что приводит к снижению эффективности электроснабжения потребителей.

Одним из направлений повышения эффективности ЭЭР в плане обеспечения устойчивого и сбалансированного развития генерирующей мощности является создание специальных механизмов развития, которые получили довольно широкое распространение в мире и о которых говорилось выше. Следует отметить, что в последние годы механизмы развития генерирующих мощностей получают все большее распространение в странах, придерживавшихся модели классического однопродуктового ЭЭР, в частности в странах Европы [139].

2.2.1.2. Российский опыт

В России, как и во многих других странах мира, произошла реструктуризация и дерегулирование электроэнергетики. Был создан оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) [140], формируются розничные рынки и рынок вспомогательных услуг. На оптовом рынке продавцами и покупателями являются генерирующие компании, операторы экспорта/импорта электроэнергии, сбытовые организации, сетевые компании (в части приобретения электроэнергии для покрытия её потерь при передаче), крупные потребители.

Большая часть генерирующих активов страны сосредоточена в тепловых генерирующих компаниях оптового рынка электроэнергии (ОГК) [141], в числе которых ООО «Газпром энергохолдинг», АО «Юнипро», ПАО «Энел Россия», ПАО «Фортум», ПАО «Квадра», АО «ЕвроСибЭнерго», ООО «Сибирская генерирующая компания», федеральной гидрогенерирующей компании оптового рынка (ПАО «Русгидро»), 14 территориальных генерирующих компаниях (ТГК) и государственном концерне «Росэнергоатом». В числе крупных компаний отрасли следует также упомянуть контролируемые государством вертикально-интегрированный холдинг ПАО «РАО ЭС Востока», объединяющий генерацию, распределение и сбыт электроэнергии дальневосточных регионов, и ПАО «Интер РАО ЕЭС» – оператора экспорта-импорта электроэнергии, владеющего электроэнергетическими активами в России и за рубежом.

Оператором электрических сетей в стране является ПАО «Россети». Оно образовано в 2013 году на базе ОАО «Холдинг МРСК», управляющего сетями среднего напряжения, и ПАО «ФСК ЕЭС», в ведении которого находятся магистральные высоковольтные линии электропередачи. ПАО «Россети» имеет государственный контролирующий пакет акций. Диспетчерское управление ЕЭС России осуществляет системный оператор (АО «СО ЕЭС»).

Оптовый рынок электроэнергии и мощности функционирует на территории регионов, объединенных в ценовые зоны. В первую ценовую зону входят территории Европейской части России и Уральского федерального округа, во вторую – Сибирского федерального округа. В неценовых зонах (Архангельская и Калининградская области, Республика Коми, регионы Дальнего Востока), где по технологическим причинам организация рыночных отношений в электроэнергетике пока невозможна, реализация электроэнергии и мощности осуществляется в условиях ценового регулирования.

На оптовом рынке торгуются два товара – электроэнергия и мощность. Мощность – особый товар, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требования к продавцу мощности поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника.

Для обеспечения необходимых объемов генерирующих мощностей и покрытия текущего и перспективного спроса в России используются специальные механизмы развития, включая долгосрочный рынок мощности (ДРМ) [142] и договора на предоставлении мощности (ДПМ) [143]. Существует также механизм гарантирования инвестиций (МГИ) [144], однако он ни разу не использовался.

По мнению разработчиков, ДРМ должен выступать основным механизмом развития. Он начал свою работу с 1 января 2011 г. на территориях 1^й и 2^й ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности. При этом ценовые зоны разбиваются на зоны свободного перетока (ЗСП) – территории, на которых отсутствуют

существенные ограничения на передачу мощности. Для целей торговли мощностью также устанавливаются планируемые ограничения поставок мощности между ЗСП.

В основе долгосрочного рынка мощности лежат конкурентные отборы мощности (КОМ), ежегодно проводимые на четыре года вперед (первоначально – на один год). Поставщики для участия в КОМ подают ценовые заявки на продажу мощности, формируя функцию предложения. В цене мощности закладывается возврат инвестиций в новый объект в течение 15 лет. Объем мощности, который требуется отобрать на год поставки по результатам КОМ, определяется как разница годового объема спроса на мощность и объема мощности, который должен поставляться на оптовый рынок в соответствующем году по ДПМ, МГИ и договорам купли-продажи мощности новых АЭС, ГЭС и ВИЭ.

По итогам проведения КОМ на оптовый рынок поставляется отобранная мощность, определяются цены продажи мощности для каждой зоны свободного перетока (как равновесные цены, в которых балансируется спрос и предложение на ДРМ), и заключаются договоры купли-продажи мощности, в которых устанавливаются обязательства сторон по поставке и оплате мощности. Также на оптовый рынок поставляется мощность «вынужденных генераторов» (объектов, не прошедших КОМ, но необходимых по технологическим условиям) и мощность, в отношении которой заключены ДПМ или договоры купли-продажи мощности новых АЭС, ГЭС и ВИЭ, а также вводимая на условиях МГИ.

Механизм ДПМ рассматривается как временный, призванный обеспечить развитие электростанций до запуска долгосрочного рынка мощности, а также в начальный период его работы. Он был предложен Минэкономразвития и РАО ЕЭС России с целью гарантирования реализации инвестиционной программы РАО после прекращения его существования в 2008 г. Образованные на базе генерирующих активов РАО ЕЭС России ОГК и ТГК и их новые собственники (инвесторы) обязывались, согласно указанной программе, закрепленной в ДПМ, обеспечить определённые вводы генерирующих мощностей. Единственной причиной,

указанной в ДПМ, по которой ГенКо имеют право отказаться от своих обязательств по выполнению инвестиционной программы, было снижение темпов либерализации российской электроэнергетики. Таким образом, ДПМ дополнительно служили гарантией необратимости реформ электроэнергетики России.

В условиях финансово-экономического кризиса 2009-2010 гг. многие ГенКо пересматривали свои инвестпрограммы в сторону сокращения, по поводу чего Правительство РФ неоднократно высказывало им свои претензии [145]. Кроме того, обнаружилось юридическое несовершенство механизма ДПМ. В результате юридическая реализация этого механизма была модернизирована, и оговорены новые сроки ввода генерирующих мощностей и штрафные санкции за их срыв. Были предусмотрены повышенные выплаты за мощность, которые в течение 15 лет должны компенсировать инвесторам большую часть их вложений.

В соответствии с ДПМ генерирующие компании взяли на себя обязательства по строительству новых генерирующих мощностей в общем объеме около 25 ГВт и вводу их в эксплуатацию в течение 5-7 лет. Всего в рамках договорной компании по ДПМ было заключено более 30 тысяч договоров, в которых совокупный объем денежных средств оценочно составлял около 3 триллионов рублей [146].

ДПМ в настоящее время практически исчерпал законодательно заложенные в нем возможности по поддержке проектов развития генерирующих мощностей и фактически завершил свою деятельность. Он справился с возложенной на него задачей и обеспечил намеченные вводы генерирующих мощностей. Однако, он оказался негибким, не учитывающим снижающиеся темпы роста электропотребления, что в результате привело к временным избыткам генерирующих мощностей. Сейчас рассматривается возможность его возрождения в виде ДПМ-2 для поддержки модернизации и обновления старых генерирующих мощностей, но в более гибком варианте, при учете постоянно меняющейся потребности в мощностях вследствие изменения темпов прироста спроса на электроэнергию.

Механизм МГИ был введен в действие в конце 2005 г., чтобы обеспечить привлечение инвестиций и строительство новых электростанций и дополнительных энергоблоков на существующих станциях, необходимых для формирования перспективного технологического резерва мощностей (ПТРМ) для производства электроэнергии в ЕЭС России и изолированных территориальных ЭЭС. Предполагается, что МГИ привлечет инвесторов и обеспечит возврат им вложенных средств на тех территориях, где сложившиеся условия инвестирования не могут обеспечить возврат и достаточную доходность вложенного капитала. Действие МГИ первоначально было рассчитано на период до 2010 г., а объем сооружаемых с его использованием мощностей составлял 5 ГВт. Позднее указанные ограничения на работу МГИ, как по срокам его действия, так и по объемам вводимых мощностей были отменены [147]. Тем самым МГИ превратился в полноценный постоянно действующий механизм, который может компенсировать «провалы» электроэнергетического рынка. При этом сохраняется вспомогательная роль этого механизма как дополняющего ДРМ.

Инвестор, реализуя проект в рамках МГИ, вкладывает свои деньги под гарантию, предоставляемую ему Системным оператором в виде обязательства по оплате услуги по формированию ПТРМ. Инвестиционные проекты отбираются в результате открытого конкурса, к участию в котором допускаются любые субъекты предпринимательской деятельности [148]. При этом проекты, подаваемые на конкурс, должны удовлетворять ряду требований по величине коэффициента полезного действия генерирующих объектов, экологическим характеристикам их работы, диапазонам и скорости изменения мощности для участия в регулировании частоты электрического тока в ЭЭС, использованию новейших технологий и пр.

Сформированная в России организационная структура ОРЭМ, кратко представленная выше, претерпевает постоянные изменения, в т.ч. под воздействием процессов вертикальной и горизонтальной интеграции участников, также собственных и зарубежным ЭЭР. Эти процессы способствуют формированию олиго-

полий и создают новые возможности для демонстрации стратегического поведения (проявления рыночной власти) участниками российского ОРЭМ.

Согласно выполненным в ИСЭМ СО РАН оценкам, три наиболее крупных ГенКо занимают около половины электроэнергетического рынка Европейской части страны (АО «Концерн Росэнергоатом» – 35 %, ПАО «Мосэнерго» (ТГК-3) – 12 %, ПАО «РусГидро» – 8,7 %). На Урале доля трех наиболее крупных ГенКо составляет 60 % всего объема рынка региона (ПАО «ОГК-2» – 23,6 %, ПАО «Юнипро» (ранее, «Э.ОН Россия», ОГК-4) – 21,1 %, ПАО «Енэл Россия» – 15,5 %). В Сибири три наиболее крупных ГенКо занимают 74 % ЭЭР этого региона («ЕвроСибэнерго» – 33,6 %, «РусГидро» – 20,9 %, Сибирская генерирующая компания – 19,3 %).

В [149] выполнен анализ ЭЭР России для зон свободного перетока, где было показано, что рынок является концентрированным. Это дает возможность отдельным ГенКо демонстрировать своё стратегическое поведение, завышая цены и изымая мощность с рынка [150]. Согласно оценкам, выполненным Федеральной антимонопольной службой (ФАС) [151], уровень концентрации по объему производства электроэнергии и установленной мощности в границах 1^й ценовой зоны ОРЭМ – умеренный, а в границах 2^й ценовой зоны по объему производства электроэнергии – умеренный, а установленной мощности – высокий. В [151] также отмечается, что барьеры, препятствующие снижению уровня рыночной концентрации труднопреодолимы.

В России с начала образования ОРЭМ происходил процесс консолидации активов участников рынка, что, как указывалось выше, объясняется снижением издержек на управление объединенной компанией, ростом ее капитализации и другими причинами. В частности, в 2011 г. завершилось слияние оптовых генерирующих компаний (ОГК), принадлежащих «Газпрому» (ОГК-2 и ОГК-6), с последующим присоединением ТГК-1, имеющей того же собственника. В 2016 году ЕвроСибЭнерго завершила консолидацию основных гидроэнергетических активов: ПАО «Иркутскэнерго» и ПАО «Красноярская ГЭС». В 2012 году основу Си-

бирской генерирующей компании составили энергетические объекты, ранее входившие в «Кузбассэнерго» (ТГК-12) и «Енисейскую ТГК». В 2014 году произошло объединение ОАО «Волжская ТГК», ОАО «ТГК-5», ОАО «ТГК-6», ОАО «ТГК-9» и ОАО «Оренбургская ТГК». Объединенная компания получила название ПАО «Т Плюс». Также наметилась тенденция объединения ГенКо («Росэнергоатом», «РусГидро») со сбытовыми компаниями [152].

Складывающиеся тенденции горизонтальной и вертикальной интеграции энергокомпаний в отсутствие соответствующего регулирования способствуют формированию олигополий и проявлению рыночной власти на ОРЭМ России, что подтверждает зарубежная практика.

2.2.2. Модели и методология развития ЭЭС в условиях дерегулирования

В «постреформенный» период за рубежом сформировалось новое направление моделирования и исследования развития электроэнергетики в условиях дерегулирования, когда учитывается организационное разделение отрасли на отдельные энергокомпании, их интересы и возможность демонстрации т.н. стратегического поведения (рыночной силы/власти) [23-28 и др.]. Указанное направление исследований нужно рассматривать как дополняющее методологию холистического планирования, представленную ранее, с т.з. учета условий, упомянутых выше.

Во многих исследованиях, в частности в [23], отмечается, что модель совершенного рынка не отражает реальных свойств ЭЭР и не соответствует поведению его участников, особенно в периоды ограниченности мощностей, а полученные с ее помощью результаты не могут считаться достоверными, и не применимы для решения реальных электроэнергетических задач в условиях несовершенной конкуренции. Исследования [153 и др.] показали на примерах Великобритании и США, что рыночные цены на электроэнергию не соответствуют ценам совершен-

ного рынка. Поэтому значительное внимание уделяется моделированию и исследованию несовершенных электроэнергетических рынков.

В основном используются два подхода к моделированию несовершенной (олигополистической) конкуренции на электроэнергетических рынках: это, так называемая, модель аукционов (supply function equilibrium – SFE) и модель Курно [23]. В первом случае предполагается, что компании участвуют в торгах/аукционах, подавая на них свои заявки по цене и объемам предложения электроэнергии, подобно тому, как это делается на спотовом или балансирующем рынках. То есть фирмы конкурируют как по объемам предложения, так и по цене электроэнергии. В модели Курно конкуренция ограничивается объемами предложения электроэнергии. Каждая компания рассчитывает такой объем производства, который максимизирует ее прибыль, исходя из фиксированных объемов производства остальных фирм. Хотя указанные подходы различаются в отношении стратегических переменных (количество и цена в первом случае и только количество – во втором), оба они базируются на концепции равновесия Нэша [24]. Эта концепция предполагает, что равновесие достигается в том случае, когда стратегия каждой компании является наилучшей реакцией на стратегии, применяемые остальными компаниями.

В силу сказанного выше, считается, что SFE-модель лучше отражает конкуренцию на рынках, чем модель Курно [24]. Кроме того, модель Курно вследствие указанной выше специфики, «переоценивает» рыночную власть олигополистов и, особенно в краткосрочном периоде (когда эластичность спроса на электроэнергию низка), завышает цены и, соответственно, занижает объемы поставок на рынок электроэнергии [24,25]. В тоже время, за исключением очень простых случаев, существование и единственность решений, полученных с помощью SFE-модели, пока труднодоказуемы [24]. В долгосрочных задачах развития и инвестирования в условиях несовершенных ЭЭР SFE-модели практически не используются (по указанным выше причинам) и модель Курно занимает эту нишу [23,24]. Несмотря на ограничения, указанные выше, она является достаточно гибкой, под-

страиваемой под конкретные задачи, и позволяет детально учитывать физико-технические и экономические особенности электроэнергетики и ЭЭС, в т.ч. при их развитии и инвестировании. Следует при этом добавить, что при рассмотрении долгосрочных задач и, соответственно, использовании долгосрочной (достаточно высокой) эластичности спроса, цены, получаемые с помощью модели Курно, представляются реалистичными [25]. Модель также не имеет тех вычислительных ограничений, которые имеет SFE-модель. Как отмечается в [24,25], модель Курно представляется наиболее приемлемой для решения задач долгосрочного развития и инвестирования в условиях несовершенного рынка.

Следует отметить, что указанные направления моделирования продолжают развиваться с целью преодоления своих недостатков. В частности, предложен, так называемый, CV-подход (Conjectural Variation – предполагаемое отклонение), который может позволить каждой генкомпании учитывать реакцию других ГенКо на ее стратегическое поведение [24]. Считается, что применение его в модели Курно улучшит определение равновесных цен. Полученное в итоге обобщение модели Курно получило название CSF-подход (Conjectured Supply Function – предполагаемая функция предложения) [24,154]. Данный подход также может рассматриваться и как аппроксимация SFE-модели [154].

За рубежом были разработаны некоторые математические модели развития и инвестирования электроэнергетики в условиях несовершенного олигополистического рынка [23,25,26,28,155 и др.]. В основном это равновесные одноузловые модели, в большинстве из них недостаточно представлены разные типы генерирующих мощностей, слабо учитываются режимы работы электростанций и электропотребления, как правило, рассматриваются однопродуктовые рынки (электроэнергии), хотя в отдельных случаях представлены рынки мощности и резервов. В отдельных работах задача поиска равновесий на ЭЭС сводилась к решению смешанных задач дополнительности, используя тождественные преобразования нелинейных многокритериальных задач оптимизации (поиска равновесия) в системы равенств и неравенств. Иногда могут применяться достаточно сложные

подходы для учета неопределенности. Для расчетов, как правило, используются упрощенные иллюстративные примеры.

В России начали появляться отдельные работы в области исследования несовершенных ЭЭР [156-158 и др.]. Однако вопросы развития и инвестирования в условиях организационной разделённости электроэнергетики и несовершенной конкуренции и разработки соответствующих математических моделей для проведения исследований пока не получили в них необходимого отражения.

2.3. Выводы по главе 2

1. Проведенный анализ выявил, что электроэнергетическая интеграция является всеобщим глобальным процессом, протекающим во всех регионах мира и охватывающим как развитые страны Европы и Северной Америки, так и беднейшие страны Центральной Америки и Африки. Данный процесс продолжает развиваться, и наблюдается переход от формирования отдельных региональных МГЭО к созданию межрегиональных и континентальных межгосударственных супер-энергообъединений. Начинают просматриваться контуры первых межконтинентальных энергообъединений. Россия, имея протяжённые сухопутные границы со странами Евразии, может способствовать развитию электроэнергетической интеграции в данном регионе.

Вовлечение в электроэнергетические балансы возобновляемых энергоресурсов, различные режимы электропотребления и структура генерации в разных странах, улучшение использования имеющихся генерирующих мощностей, взаимопомощь аварийными перетоками и пр. выступают катализатором развития МГЭС и формирования МГЭО.

Для реализации МГЭС используются линии переменного и линии и вставки постоянного тока. Причем, во многих случаях, для улучшения управляемости и надежности сложных МГЭО или там, где физически невозможно использование технологии переменного тока (при соединении ЭЭС с разной частотой электриче-

ского тока, преодоление протяжённых водных преград), используются ВПТ и ППТ.

2. Анализ процесса дерегулирования электроэнергетики показал, что он в той или иной степени охватил многие страны мира на различных континентах, также фактически приняв характер глобальной тенденции. В результате в электроэнергетике разных стран были созданы различные организационные структуры, в т.ч. однопродуктовые (с торговлей только электроэнергией), двухпродуктовые (с торговлей мощностью и электроэнергией), имеющие свою специфику для разных стран, рынок одного покупателя. В ряде стран и регионов сохранились естественно-монопольные ВИЭК и др. Широкое распространение получили механизмы развития генерирующих мощностей, стимулирующие стабильные вводы новых электростанций в рыночной среде.

Указанные основные организационные формы усложняются горизонтальной и вертикальной интеграцией участников. В результате формируются горизонтально- и вертикально-интегрированные структуры, занимающие доминирующие положение. Процесс горизонтальной интеграции присущ не только отдельным субъектам, но и рынкам в целом. Интеграцию ЭЭР фактически можно рассматривать как продолжение электроэнергетической интеграции, реализующейся на базе созданной в ходе неё электросетевой инфраструктуры.

3. Как показало выполненное аналитическое исследование, для изучения электроэнергетической интеграции и дерегулирования электроэнергетики используются специальные математические модели развития ЭЭС. В первом случае это оптимизационные, многоузловые, зачастую линейные, в большинстве случаев детерминированные и статические модели, имеющие весьма развитые режимные блоки, позволяющие достаточно детально исследовать режимы покрытия суточных, сезонных, годовых графиков нагрузки, режимы перетоков по межузловым электрическим связям, а также учитывать режимы переменной энергоотдачи возобновляемых энергоисточников. В ряде случаев помимо результатов решения прямой задачи линейного программирования, рассчитываются двойственные пе-

ременные/оценки (множители Лагранжа), которые выступают в качестве индикаторов узловых цен на электроэнергию.

Во втором случае используются равновесные модели развития и инвестирования электроэнергетики в условиях её организационного разделения и несовершенного рынка. В основном это одноузловые модели, в большинстве из которых недостаточно представлены разные типы генерирующих мощностей, слабо учитываются режимы работы электростанций и электропотребления, как правило, рассматриваются однопродуктовые оргструктуры, хотя в отдельных случаях представлены рынки мощности и резервов. В России вопросы разработки равновесных математических моделей для проведения исследований развития и инвестирования электроэнергетики в условиях её дерегулирования и формирования несовершенных ЭЭР пока не получили должного внимания.

4. Методология и модельный инструментарий обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний требуют совершенствования в направлении учёта современных тенденций дерегулирования и интеграции.

Часть II. Разработка концептуально-методического аппарата и модельного инструментария для усовершенствования методологии обоснования развития электроэнергетики в современных условиях

Во второй части диссертации представлены оригинальные концептуально-методические проработки, расширяющие современные возможности существующей методологии обоснования развития электроэнергетики, базирующиеся на работах, выполненных с участием автора [159-173 и др.]. В частности, предлагаются усовершенствованная концепция, обновлённая методология и система математических моделей обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний с учётом не только традиционных технико-экономических факторов, но и организационного разделения отрасли на энергокомпании, а при рассмотрении МГЭО, и на национальные электроэнергетические комплексы.

Автором самостоятельно и впервые была представлена и проанализирована система управления развитием электроэнергетики России в современных условиях, была сформулирована обновлённая концепция и разработана усовершенствованная методология, в рамках которой был поставлен ряд новых задач обоснования развития электроэнергетики с учётом организационного разделения и интересов участвующих субъектов, а также сформирована информационно-вычислительная система для проведения комплексных исследований по обоснованию развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний. Автор участвовал в разработке математических моделей и базы данных совместно со следующими сотрудниками. Модель ОРИРЭС – с д.ф.-м.н. Хамисовым О.В., д.т.н. Беляевым Л.С., Савельевым В.А., к.т.н., Лебедевым А.В., к.т.н. Чудиновой Л.Ю., её двойственная модификация – с д.ф.-м.н. Хамисовым О.В., однопродуктовая равновесная модель развития – с д.ф.-м.н. Хамисовым О.В., двухпродуктовая равновесная модель развития – с д.ф.-м.н. Хамисовым О.В., Семёновым К.А., база данных – с к.т.н. Чудиновой Л.Ю., Трофимовым И.Л., Трофимовым Л.Н.

3. Концепция и методология обоснования развития электроэнергетики с учетом технико-экономических и организационных факторов в условиях интеграции и дерегулирования

Прежде всего, следуя основным положениям системного подхода в энергетике, указанным в первой главе диссертации, требуется рассмотреть формирующуюся в России в современных условиях систему управления развитием электроэнергетики как основу для предлагаемой концепции и совершенствуемой методологии обоснования развития отрасли. Такая система фактически ещё полностью не создана и даже не получила должного отражения в публикациях в виде иерархической совокупности составляющих её элементов. Поэтому её представление и аналитическое рассмотрение как иерархической структуры является одной из исследовательских задач, решаемых в диссертационной работе.

Следует отметить, что новая СУРЭ кардинально отличается от той, которая была создана и работала в централизованной системе и была рассмотрена в главе 1 диссертации. Прежняя система управления фактически представляла собой некоторую вертикально ориентированную структуру – совокупность государственных органов, в которой основные решения вырабатывались на верхних уровнях, а затем, переходя на более низкие уровни, конкретизировались и детализировались, реализуясь, в конечном итоге. Фундаментальной основой для формирования прежней СУРЭ служила единая государственная собственность на основные электроэнергетические фонды.

В новых условиях органы государственного управления не являются единственными, кто обосновывает и принимает решения по развитию электроэнергетики. Наряду с ними в развитии также участвуют множество энергокомпаний. Поэтому перед новой СУРЭ возникают новые задачи согласования решений, принимаемых разными субъектами хозяйствования. В результате новая СУРЭ является не совокупностью госорганов, принимающих решения, а, прежде всего, системой нормативно-правового регулирования и согласования решений, обосновы-

ваемых и принимаемых субъектами электроэнергетики. В идеале эта система должна способствовать формированию и продвижению таких решений, которые обеспечивали бы непротиворечивое системно-эффективное развитие ЭЭС страны и регионов с учётом их структурно-организационного разделения на субъекты производственно-хозяйственной деятельности и в рамках более широких межгосударственных электроэнергетических объединений. На это нацелено совершенствование методологии и развитие модельного инструментария, выполняемое в данной диссертационной работе.

3.1. Система управления развитием электроэнергетики

Формирование СУРЭ России в современных условиях необходимо для сбалансированного, устойчивого и эффективного развития отрасли. Она сохраняет принципы системного подхода [3,4], заложенные еще в период централизованного планирования и развития этой отрасли, что обусловлено необходимостью учёта физико-технической целостности энергосистем. Задача создания такой системы была поставлена в Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации (РФ) на период до 2020 г., утвержденной в 2008 г. [7]. Т.е. в течение довольно длительного времени (с начала 90-х годов, когда была реформатирована социально-экономическая и политическая структура страны), на государственном уровне даже не осознавалась необходимость такой системы. В Концепции отмечено, что система управления должна быть государственной, но использующей, как государственные, так и рыночные механизмы. Однако, конкретное содержание и пути создания СУРЭ не были определены. В результате формирование такой системы развития происходит отчасти стихийно, что приводит к возникновению проблем при ее функционировании.

Следует отметить, что отдельные элементы этой системы в виде государственных документов развития электроэнергетики уже существовали и разрабатывались еще до того, как в 2008 г. была сформулирована задача её создания. В

частности, регулярно разрабатывались Энергетическая стратегия России, Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики и некоторые другие директивные документы, регламентирующие перспективное развитие электроэнергетики страны. В 2009 г. Постановлением Правительства № 823 [8] была законодательно регламентирована регулярная разработка указанной выше Генеральной схемы, а также Схем и программ развития (СИПР) ЕЭС России и электроэнергетики субъектов РФ. В последующем СИПР были дополнены Схемой территориальной планирования РФ в области энергетики. Данные схемы и программы базируются на Энергетической стратегии РФ, определяющей основные направления развития ТЭК и формирующих его отраслей по стране в целом и ее регионам.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики формируется на 15 лет с корректировкой не реже 1 раза в 3 года с детализацией по ОЭС. Она содержит долгосрочный прогноз спроса на электроэнергию и мощность, перспективные балансы мощности и электрической энергии, сведения о планируемом вводе в эксплуатацию новых и выводе из эксплуатации устаревших электрических станций, установленная мощность которых превышает 500 МВт, а также всех АЭС, ГЭС, ГАЭС и электростанций, функционирующих на основе использования ВИЭ, установленная мощность которых превышает 100 МВт, суммарные данные о вводе (выводе) иных электрических станций, линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 330 кВ, прогноз спроса на топливо, прогноз импорта/экспорта мощности и электроэнергии в/из ЕЭС России с детализацией по ОЭС и др.

Генеральная схема представляет собой рекомендательный документ для субъектов электроэнергетики при разработке программ развития и принятии инвестиционных решений.

Схема территориального планирования в области энергетики является относительно новым документом, впервые разработанным в 2013 г. Она составляется на 15-летний расчетный период. Так, Схема, составленная в 2016 г. рассматривает

объекты федерального значения в области энергетики, планируемые для размещения до 2030 года [174].

В соответствии с Градостроительным кодексом РФ, в результате выполнения территориального планирования, исходя из совокупности социальных, экономических, экологических и иных факторов, выявляется назначение территорий для развития инженерной, транспортной и социальной инфраструктур. При этом обеспечивается устойчивое развитие этих территорий с учётом интересов граждан и их объединений, Российской Федерации, её субъектов, муниципальных образований [175]. Таким образом, Схема территориального планирования в области энергетики дополняет Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики в части решения вопросов выделения земельных ресурсов для реализации этих объектов.

Схема территориального планирования в области энергетики включает перечни генерирующих (мощностью более 100 МВт) и электросетевых (напряжением свыше 110 кВ) объектов, предполагаемых к размещению на территориях РФ в расчетной перспективе, характеристики зон с особыми условиями использования территорий, планируемых для размещения объектов энергетики федерального значения, характеристики зон затопления планируемых для размещения ГЭС.

Схема и программа развития ЕЭС России разрабатываются на 7-летний период с ежегодным представлением и утверждением и включают в себя прогноз спроса на электроэнергию и мощность по территориям субъектов РФ, описание региональной структуры перспективных балансов мощности и электрической энергии и прогнозных объемов импорта/экспорта электрической энергии и мощности, перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию магистральных и распределительных сетей, прогноз спроса на топливо объектов электроэнергетики, существующие, планируемые к строительству, а также выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 25 МВт, существующие, планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции, проектный номинальный класс

напряжения которых составляет 220 кВ и выше, межгосударственные линии электропередачи, а также ЛЭП 110 кВ и выше, обеспечивающие выдачу мощности существующих и планируемых к строительству электрических станций, установленная мощность которых превышает 25 МВт и др.

СИПР электроэнергетики субъектов РФ разрабатываются на 5-летний период с учетом схемы и программы развития ЕЭС с ежегодным утверждением. СИПР включает прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности, существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации ЛЭП и подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Помимо указанных документов развитие электроэнергетики определяют долгосрочные целевые программы развития ядерной энергетики, гидроэнергетики, электростанций, использующих возобновляемые энергоресурсы; территориальные энергетические стратегии и программы; инвестиционные программы и проекты энергокомпаний и др.

Указанные документы в целом образуют иерархическую территориально-технологическую систему, которая охватывает, с одной стороны, подотрасли, формирующие электроэнергетику (атомную, гидро- и теплоэнергетику, электросетевое хозяйство), с другой, – электроэнергетические системы на разных территориальных уровнях, включая ЕЭС России, объединенные энергосистемы, районные энергосистемы, энергокомпании. Кроме того, данная иерархическая система включает временную координату, поскольку разные документы разрабатываются для разных временных горизонтов: от нескольких лет до нескольких десятков лет.

Эти документы в целом формируют основные контуры современной системы управления развитием электроэнергетики России, создание которой еще не завершено [176,177], и которая обобщенно-схематически представлена на рисунке 3.1.

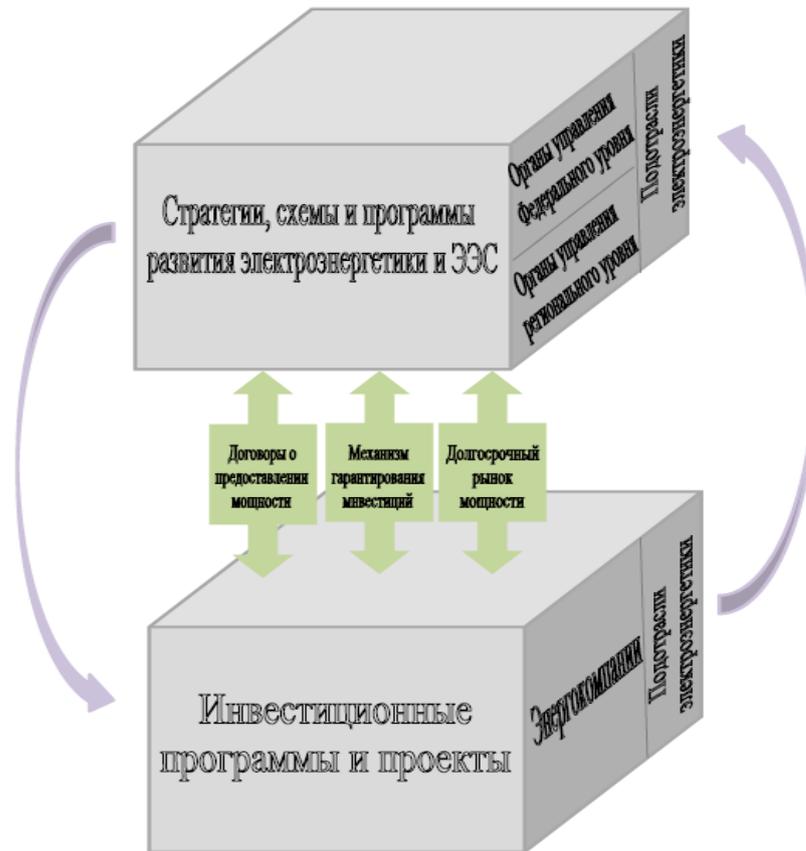


Рисунок 3.1 – Обобщённая схема системы управления развитием электроэнергетики России

Эта СУРЭ полнее отражает наличие сформированных к настоящему времени управляющих элементов и документов, чем представленная в Постановлении Правительства №823 [8]. Последняя формирует только основную законодательную базу (государственного уровня) системы управления. В то же время, представленная на рисунке СУРЭ включает два крупных и принципиально различающихся между собой блока документов. Первый составляют государственные федеральные и региональные стратегии, программы и схемы перспективного развития электроэнергетики в целом и её отдельных подотраслей (атомной энергетики, электросетевого хозяйства и др.), а второй – инвестиционные программы и проекты энергокомпаний. Первые нацелены на формирование системно оптимальных планов развития электроэнергетики и ЭЭС в территориальном и отраслевом разрезе, вторые состояются, исходя из интересов отдельных энергокомпаний, с целью максимизации эффективности их деятельности. Таким образом, в системе

управления существует определённый разрыв между целями верхнего государственного уровня управления, с одной стороны, и с интересами энергокомпаний – с другой.

Следует отметить, что диапазоны временных горизонтов для указанных ранее иерархических уровней СУРЭ пересекаются, хотя в целом, для верхнего уровня горизонт более удалён, чем для нижнего. Поэтому при составлении документов развития электроэнергетики страны и ее отдельных регионов (Генсхема, СИПР и др.) в них (т.е. на верхнем уровне) могут учитываться намечаемые к реализации субъектами электроэнергетики проекты (формируемые на нижнем уровне). Хотя такие объекты, будучи эффективными с позиций этих субъектов (энергокомпаний), не обязательно эффективны с системных позиций. Тем не менее, таким образом реализуется связь нижнего уровня с верхним и осуществляется передача информации снизу вверх в рамках СУРЭ.

В то же время, учитывая также, что ГЭС, АЭС, электрические сети высокого и среднего напряжения сооружаются согласно планам развития федеральных компаний с государственным участием «РусГидро», «Росатом», «Россети», можно сказать, что системно эффективные решения, заложенные в директивных документах верхнего уровня системы управления развитием электроэнергетики (см. рисунок 3.1), в определенной степени реализуются указанными энергокомпаниями на нижнем уровне. Причем механизм реализации проектов ГЭС и АЭС близок заложенному в ДПМ. Для частных генерирующих компаний Государственные документы по развитию электроэнергетической отрасли могут выступать в качестве руководств, вообще говоря, только в той части, в которой они не противоречат критериям эффективности бизнеса.

Для согласования указанных документов на верхнем и нижнем уровнях (в направлении «сверху-вниз») и соответственно согласования общеотраслевых и общегосударственных интересов с интересами энергокомпаний и обеспечения необходимого ввода мощностей используются механизмы развития, рассмотренные ранее, включая ДПМ, МГИ, ДРМ. Как отмечалось ранее, ДПМ фактически закан-

чивает свою деятельность. Вместо него предполагается задействовать усовершенствованный механизм ДПМ-2 для реализации программы модернизации и техперевооружения тепловых электростанций. Таким образом, из рассмотренных, на перспективу фактически остаются два механизма развития генерирующих мощностей: ДРМ – в качестве основного и МГИ – в качестве вспомогательного/подстроечного (следует напомнить, что последний еще ни разу не был задействован).

Таким образом, можно отметить, что в формирующейся в постреформенных условиях российской СУРЭ частично реализуется комбинация известных подходов межуровневого согласования решений в иерархических структурах “top-down” и “bottom-up” («сверху-вниз» и «снизу-вверх») [178].

Вместе с тем, поскольку энергокомпании в конкурентных условиях преследуют, прежде всего, свои коммерческие интересы, не удастся однозначно, без искажений, транслировать заложенные на верхнем уровне системы управления варианты решений, на нижний уровень. Сказанное касается не только решений по развитию генерирующих мощностей, но и электрических сетей, которые, хотя и относятся к сфере естественной монополии и регулируются государством, однако, при этом, могут принадлежать различным собственникам. С другой стороны, как отмечалось ранее, намечаемые к реализации энергокомпаниями проекты, учитываемые при составлении документов развития электроэнергетики страны верхнего уровня СУРЭ, будучи эффективными с позиций этих энергокомпаний, не обязательно эффективны с системных позиций. Поэтому проблема разрыва интересов верхнего и нижнего уровней СУРЭ, хотя и смягчается за счет рассмотренных механизмов развития и других указанных мероприятий, однако полностью не решается.

На основании проведенной структуризации формирующейся СУРЭ России в следующем подразделе выполняется усовершенствование концепции обоснования развития электроэнергетики в современных условиях.

3.2. Концепция обоснования развития электроэнергетики с учетом технико-экономических и организационных факторов в условиях интеграции и дерегулирования

На рисунке 3.2 схематично представлена усовершенствованная концепция обоснования развития электроэнергетики в современных условиях, предлагаемая в диссертационной работе. Она охватывает технические, экономические, организационные аспекты/факторы (с последующей их детализацией), учитывает основные тенденции, имеющие место в электроэнергетике России и мира, а также предлагает в качестве основного инструментария для исследования оптимизационные и равновесные математические модели. Методические вопросы здесь не раскрываются, и будут рассмотрены в следующем параграфе, а математические модели будут представлены в следующей главе.

Традиционно, в процессе обоснования решений по развитию систем электроэнергетики, последние обычно рассматривались как технико-экономические, представленные генерирующими мощностями/электрическими станциями, электрическими сетями/линиями электропередачи, имеющими свои технические (установленные и рабочие мощности разных типов электростанций, коэффициенты резервирования, готовности, минимальной нагрузки, пропускные способности ЛЭП и др.) и экономические (инвестиции, топливные, эксплуатационные, полные затраты и др.) параметры. При исследовании ЭЭС как технико-экономических систем их организационное разделение на отдельные хозяйствующие субъекты обычно не требовалось. На рисунке 3.2 такая традиционная концепция обоснования развития представлена плоскостью, образуемой координатными осями Z и Y .

Следует, однако, уточнить, что в дореформенный период определенное организационное разделение электроэнергетической отрасли и ЭЭС также имело место, но оно было вызвано, прежде всего, территориально-технологическими причинами. На отдельных территориях, в границах, обычно совпадающих с административными границами краев и областей, существовали естественно-

монопольные ВИЭЖ, обслуживающие потребителей этих территорий. В рамках парадигмы централизованного управления, решения по развитию ВИЭЖ, обосновываемые и принимаемые на уровне энергокомпании, были также эффективными с общесистемных позиций. Это обеспечивалось существовавшей тогда СУРЭ страны и её регионов, кратко рассмотренной в главе 1 диссертации.

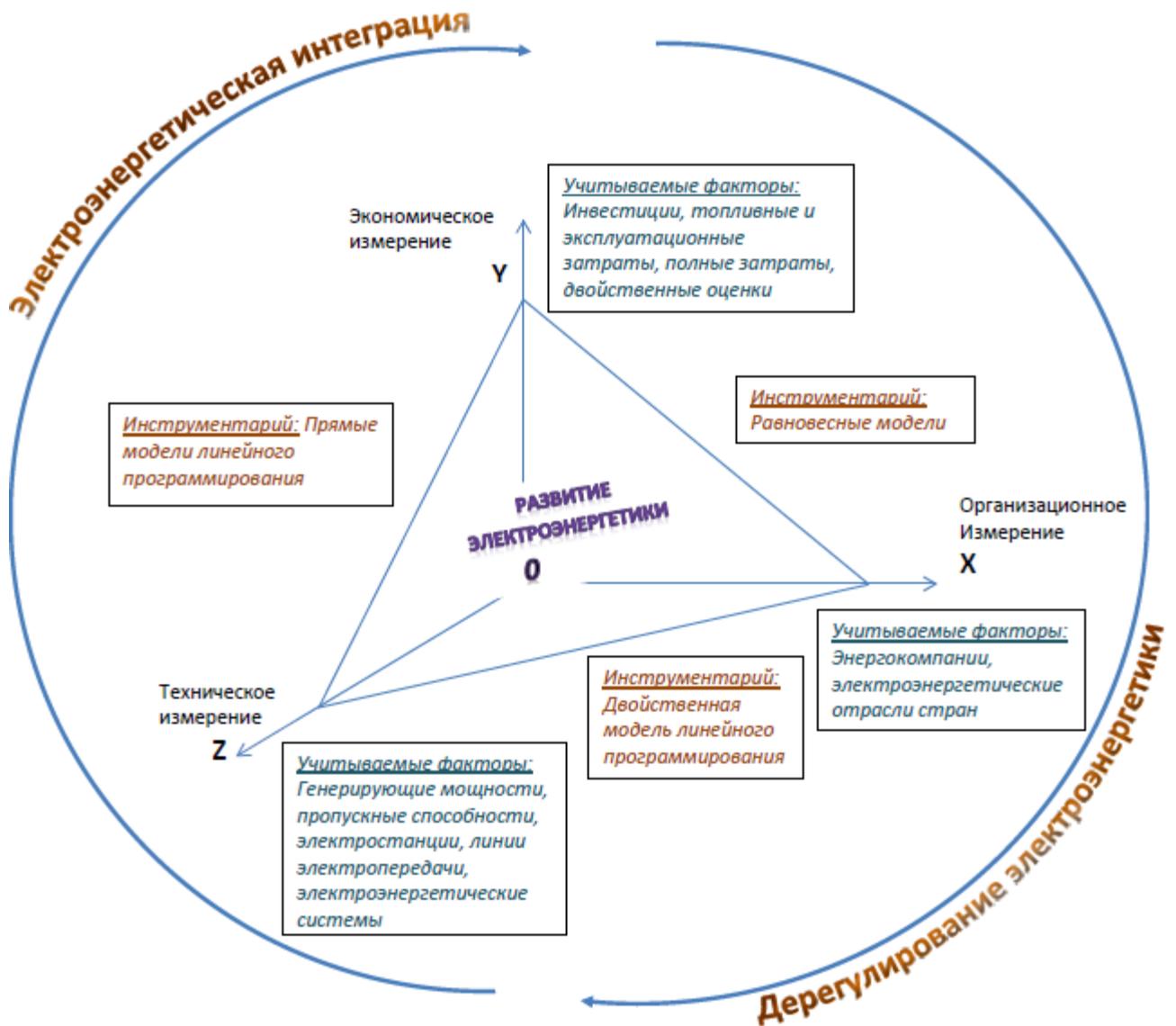


Рисунок 3.2 – Концептуально-схематическое представление обоснования развития электроэнергетики России в современных условиях

В новых постреформенных условиях при обосновании развития систем электроэнергетики появляется новое, организационное, измерение, представлен-

ное координатной осью X (см. рисунок 3.2). Это вызвано тем, что в условиях реструктуризации ЭЭС возникает организационное разделение последних на отдельные энергокомпании, имеющие своих собственников, хотя физико-технологическая целостность энергосистем при этом сохраняется. Речь идет, главным образом, о разделении сектора генерации на генерирующие компании, с тем, чтобы создать в этом секторе конкурентную среду.

В настоящее время каждая энергокомпания, обосновывая и принимая решения, в т.ч. по развитию своих производственных мощностей, действует, прежде всего, в своих собственных экономических интересах (хотя ограничена при этом разного рода отраслевыми и другими нормативными документами, регламентами и правилами). В условиях несовершенной конкуренции, которые возникают на электроэнергетическом рынке, достижение этих интересов не обязательно приводит к достижению общесистемного оптимума. При этом, стратегии, схемы и программы развития электроэнергетики, сформированные на государственном уровне, исходя из достижения общесистемной эффективности, не всегда обязательны к реализации для субъектов ЭЭР – энергокомпаний. Хотя, как отмечалось в предыдущем параграфе данной главы, определенная связь и преемственность между государственным иерархическим уровнем и уровнем энергокомпаний формирующейся в России СУРЭ имеет место. Поэтому требуются исследования и оценка эффективности развития ЭЭС в условиях их разделения на отдельные самостоятельные энергокомпании, существующие в среде несовершенной конкуренции, в дополнение к традиционным оптимизационным технико-экономическим исследованиям обоснования развития систем электроэнергетики.

Еще один аспект организационного разделения, учитываемый в диссертационной работе, это разделение по национальным энергосистемам. При обосновании развития ЭЭС с учетом процессов межгосударственной электроэнергетической интеграции, несмотря на значительное количество уже выполненных работ, обычно ограничиваются исследованием системной эффективности МГЭО в целом. Т.е. исследования перспектив электроэнергетической интеграции, в т.ч. фор-

мирования МГЭО и развития МГЭС, проводились в рамках традиционной «плоскостной» концепции технико-экономических исследований без определения эффективности участия в нём для каждой страны. Однако, чтобы МГЭО могло состояться, и каждая страна участвовала в нём наиболее эффективным образом, необходимо принимать во внимание интересы отдельных стран. В рамках предлагаемой «объемной» концепции при обосновании решений по развитию МГЭО и МГЭС осуществляется учет интересов отдельных стран. Следует добавить, что дополнительно также возможен учет энергокомпаний этих стран, но при условии, когда формируется общий межгосударственный электроэнергетический рынок. На начальных же этапах обоснования развития ЭЭС, МГЭС и МГЭО достаточно ограничиться их организационным разделением по страновому принципу.

Таким образом, усовершенствованная концепция, предлагаемая в диссертационной работе, при обосновании развития электроэнергетики предполагает учет как технико-экономических, так и организационных факторов. На рисунке 3.2, где каждая ось координат соответствует определенной совокупности учитываемых факторов/аспектов, указанных на данном рисунке, графически представлены обе концепции. Новая визуально отображена как объемная структура $Z \times Y \times X$, в то время как традиционная концепция обоснования, как уже отмечалось, представлена плоскостью $Z \times Y$. Таким образом, она входит составной частью в усовершенствованную концепцию, чем обеспечивается их преемственность.

Как видно, рассматриваемые основные тенденции интеграции и дерегулирования электроэнергетики оказывают существенное влияние на содержание предлагаемой концепции и, даже можно сказать, тесно интегрированы в неё.

Для проведения исследований согласно сформулированной усовершенствованной концепции, требуются как традиционные математические модели, так и новые. Для традиционных технико-экономических исследований перспектив развития ЭЭС, как уже отмечалось ранее, обычно использовались оптимизационные линейные математические модели, хотя в ряде случаев применялись нелинейные и целочисленные модели. Однако, даже в традиционных оптимизационных моде-

лях предполагается использовать их дополнительные возможности, связанные с получением на этих моделях двойственных оценок, особенно долгосрочных, которые оказываются полезными при обосновании эффективности развития субъектов электроэнергетики с учётом их интересов, в т.ч. электроэнергетических комплексов отдельных стран в рамках МГЭО.

Для выполнения исследований с учетом интересов энергокомпаний и организационного разделения ЭЭС на ГенКо (отраженных в графической интерпретации усовершенствованной концепции обоснования развития третьим, организационным, измерением, см. рисунок 3.2) необходимы равновесные математические модели.

3.3. Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики

Как уже отмечалось в главе 1 диссертации, в наиболее полном виде общеметодическая схема обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС в новых условиях была сформирована в [11] ИСЭМ СО РАН (рисунок 1.1). Структурно эта схема включает в себя четыре последовательно реализуемых этапа, описанных ранее. На каждом из этих этапов решаются группы определенных методических задач. Данная схема, как наиболее полная, принимается в диссертационной работе в качестве основы для совершенствования в направлениях учета тенденций интеграции и дерегулирования электроэнергетики России, о чём уже говорилось ранее. Идейной основой совершенствования методологии выступает концепция, изложенная в предыдущем параграфе (рисунок 3.2), и дополнительно (к изложенному в [11]) предполагающая организационное разделение электроэнергетики с выделением отдельных её субъектов и учетом их интересов на разных уровнях территориально-технологической иерархии ЭЭС.

В рамках предлагаемой ИСЭМ методической схемы решение задач для обоснования развития систем электроэнергетики в условиях их интеграции и де-

регулирования в явном виде предусмотрено только на втором и четвертом этапах (рисунок 1.1). Так, на *этапе 2* решается обобщенная задача исследования внешних электрических связей ЕЭС России и её ЭЭС, а на *этапе 4* – выполняется анализ влияния рыночных факторов на развитие ЭЭС. Данные задачи связаны со многими другими задачами в рамках методологии обоснования развития электроэнергетики (в том смысле, что их решение зависит от решения других задач, и наоборот). В частности, с указанными задачами тесно связаны задачи анализа тенденций в развитии источников электроэнергии и электрической сети (первый этап), задачи прогнозирования спроса на электроэнергию, цен на топливо, условий перспективного развития разных типов генерирующих мощностей (второй этап), задачи оптимизации топливоснабжения, объемов и структуры генерирующих и передающих мощностей ЭЭС и режимов их работы (третий этап), анализ системных эффектов развития ЭЭС (четвертый этап) (рисунок 1.1).

На рисунке 3.3 изображён фрагмент методической схемы из [11] с указанными двумя основными задачами в той формулировке, в которой они приведены в данной монографии. Эти задачи сформулированы очень обобщенно. Кроме того, их состав крайне ограничен, и необходимо кардинальное его расширение. Поэтому требуется детализация указанных двух задач (при том, что они связаны с другими задачами обоснования, как уже отмечалось), постановка и решение новых, а также частичная переформулировка некоторых уже имеющихся задач из состава, приведенного на рисунке 1.1. Остальные задачи методологии ИСЭМ СО РАН решаются в обычном порядке, также как и решались ранее. На рисунке 3.4, где предложен расширенный дополнительный состав задач в рамках усовершенствованной методологической схемы ИСЭМ СО РАН, они не представлены, но будут упоминаться по мере необходимости.



Рисунок 3.3 – Обобщенные задачи обоснования развития электроэнергетики России в условиях интеграции и дерегулирования, представленные в методологии ИСЭМ СО РАН.

Как видно, из рисунка 3.4, новые задачи весьма различны и присутствуют на всех этапах усовершенствованной общеметодической схемы обоснования. Вместе с тем, следует отметить, что и этот состав задач, по-видимому, также не может считаться окончательным и исчерпывающим, и требуются дальнейшие работы в данном направлении. Содержание указанных на рисунке 3.4 задач рассмотрено далее. Причем, представленные на рисунке в обобщенном виде, при описании они могут подразделяться на отдельные подзадачи.

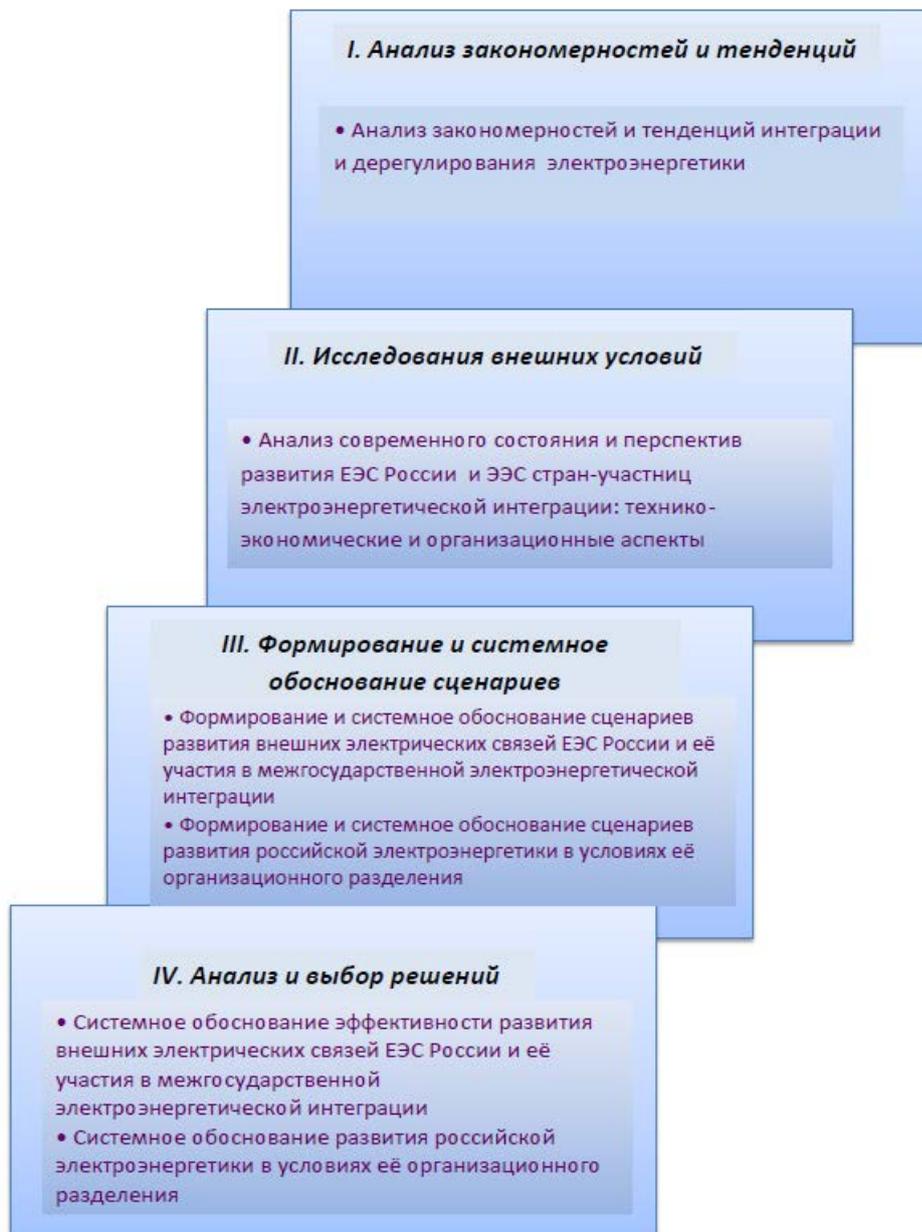


Рисунок 3.4 – Состав задач усовершенствованной методологии обоснования развития электроэнергетики России в условиях интеграции и дерегулирования.

Группа задач *первого этапа* нацелена на выполнение анализа закономерностей и тенденций интеграции, реструктуризации и дерегулирования электроэнергетики. Указанные задачи дополняют (но не заменяют) представленные на этапе 1 задачи методологии ИСЭМ СО РАН в части учета новых условий. Анализ интеграции, реструктуризации и дерегулирования в разных регионах мира, в т.ч. Евразии, в которой территориально находится ЕЭС России, позволяет выявить гло-

бальные закономерности и региональные особенности протекания данных процессов, определить основные направления их развития и будет способствовать формированию наиболее актуальных и адекватных сценариев развития российской электроэнергетики и электроэнергетической интеграции России в Евразийское пространство.

Тесно связаны с указанной группой задачи анализа тенденций развития технологий и технических средств генерации и передачи электроэнергии, решаемые на первом этапе в рамках методологии ИСЭМ [11]. Они решаются в обычном порядке, дополняя (как уже отмечалось) новые задачи, сформулированные выше.

При решении задач *второго этапа* выполняется анализ современного состояния и перспектив развития ЕЭС России и ЭЭС смежных стран-участниц электроэнергетической интеграции. При этом рассматриваются различные типы электростанций (включая ТЭС, ГЭС АЭС, распределенную генерацию), нагрузка потребителей, электрические сети, широкий спектр их технико-экономических показателей, включая возможные объёмы и структуру генерирующих мощностей, предполагаемые пропускные способности межсистемных электрических связей, в т.ч. межгосударственных, коэффициенты минимальной загрузки и готовности генерирующего оборудования разных типов, инвестиционные, эксплуатационные и топливные затраты в электростанции, инвестиционные и эксплуатационные затраты в линии электропередачи, в т.ч. межгосударственные, коэффициенты потерь на передачу мощности/электроэнергии, суточные ограничения на выработку электроэнергии на ГАЭС и сезонные и годовые ограничения на выработку электроэнергии на ГЭС, электропотребление и максимумы электрической нагрузки и пр., а также структурная организация электроэнергетики (с разделением на генерирующие компании). Указанные показатели фактически определяют внешние и внутренние условия, которые необходимо учитывать при обосновании развития электроэнергетики, и которые послужат в качестве исходных данных для формирования сценариев развития на третьем этапе и проведения исследовательских расчетов на заключительном этапе.

При решении указанных задач в части зарубежных ЭЭС требуются контакты с соответствующими странами для выявления их потенциальной заинтересованности в установлении/усилении электроэнергетической интеграции с Россией. В случае взаимной заинтересованности сторон в такой интеграции необходима организация обмена/получения информации, указанной выше с дальнейшим её использованием на последующих этапах методической схемы обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС.

Указанная в [11] в прежнем составе задача исследования внешних электрических связей ЕЭС России, в усовершенствованной методологии частично (при подготовке исходных данных по условиям развития и сценариям) решается на данном этапе в рамках новых задач, представленных выше, а частично переходит на последующие этапы (третий и четвёртый), а также на предыдущий (первый).

На *этапе 3* решаются задачи формирования и системного обоснования сценариев развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний России. Иначе, эти задачи формулируются как задача формирования сценариев развития внешних электрических связей ЕЭС России и её участия в межгосударственной электроэнергетической интеграции и задача развития российской электроэнергетики с учётом её организационной разделенности на отдельные энергокомпании. Следует отметить, что в первой задаче также учитывается организационное разделение электроэнергетики, но на более высоком уровне национальных электроэнергетических комплексов.

В первой задаче сценарии формируются не только для развития ЕЭС (ОЭС) России, но и для ЭЭС смежных стран, интеграцию (либо её усиление) с которыми предполагается исследовать, т.е. фактически для всего рассматриваемого межгосударственного энергообъединения. Это объясняется тем, что, как указывалось, в частности в [10] и отмечалось выше, параметры МГЭС могут быть эффективно определены при совместной оптимизации развития электрически связанных национальных ЭЭС (т.е. в рамках формирующегося МГЭО). Для формирования таких сценариев также требуется привлечение специалистов зарубежных стран, с

которыми предполагается устанавливать/развивать внешние электрические связи ЕЭС/ОЭС России, чтобы адекватно отразить в этих сценариях основные приоритеты и, возможно, имеющиеся ограничения развития национальных ЭЭС.

Следует выделить некоторые основные сценарии, необходимые при решении рассматриваемых задач обоснования развития электроэнергетики в современных условиях. Для задачи обоснования развития внешних электрических связей ЕЭС России и её участия в межгосударственной электроэнергетической интеграции выделяются два принципиально различающихся сценария: сценарий отсутствия МГЭС (базовый) и сценарий развития МГЭС и формирования МГЭО. Второй сценарий может быть не один, а возможно несколько таких сценариев для различных перспективных направлений развития МГЭС и МГЭО, а также вследствие неопределенности будущих условий и факторов этого развития. Базовый сценарий служит некой «точкой отсчёта», с которой сравниваются другие сценарии (с развитием МГЭС) и определяется их эффективность.

Для задачи обоснования развития российской электроэнергетики с учетом её организационного разделения и интересов отдельных энергокомпаний также формируются два качественно различающихся типа сценариев. Как показывает мировой опыт и как отмечалось выше, в условиях реструктуризации и дерегулирования электроэнергетики формируются несовершенные электроэнергетические рынки, на которых отдельные субъекты/энергокомпании имеют возможность демонстрировать своё стратегическое поведение, т.е. принимать решения, приводящие не к достижению глобального оптимума по ЭЭС, а максимизирующие их целевые функции эффективности. Поэтому требуется рассмотрение некоторого базового сценария (как «точки отсчёта», как и в предыдущем случае), в котором достигался бы общесистемный оптимум. Таким базовым сценарием является идеализированный сценарий с рассмотрением совершенной конкуренции, когда деятельность каждой энергокомпании фактически направлена на достижение глобального оптимума по ЭЭС. Другой тип сценариев предполагает рассмотрение реальной несовершенной конкуренции. В сравнении с базовым сценарием опре-

деляется их эффективность (или точнее неэффективность). Разнообразие сценариев определяется различными формами организации электроэнергетики и неопределенностью будущих условий её развития и отдельных влияющих факторов.

Сформированные и обоснованные на качественном уровне, на следующем этапе сценарии подвергаются комплексным многовариантным исследованиям.

На *этапе 4* решаются задачи системного обоснования эффективности развития внешних электрических связей ЕЭС России и её участия в межгосударственной электроэнергетической интеграции, а также развития российской электроэнергетики с учётом её организационного разделения и интересов участвующих субъектов. Для этого используются специально разработанные методические положения, включая систему различных постановок решения этих задач, в основе которых лежит приведенная выше модернизированная концепция обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, приведенные в следующем параграфе, и система математических моделей, представленная в следующей главе. Следует отметить, что при решении первой задачи развития внешних связей ЕЭС России, также учитываются организационное разделение МГЭО на национальные энергосистемы и интересы входящих в него стран-участников.

Задача обоснования развития внешних электрических связей ЕЭС России является задачей системного уровня, когда рассматриваются сценарии (совместного, в рамках МГЭО, либо изолированного, как указывалось выше) развития национальных энергосистем, хотя при этом учитываются интересы отдельных участвующих стран. Задачи, сформулированные на объектном уровне, как задачи финансового анализа проектов развития внешних связей, здесь не рассматриваются, хотя они, безусловно, важны и требуются на заключительных этапах обоснования МГЭС, чтобы принять решение об их финансовой целесообразности и сроках ввода в эксплуатацию. Такого рода задачи методически прорабатывались, в частности в [13], и здесь не дублируются.

Также, как и на предыдущих этапах, указанные новые системные задачи дополняются сформулированными ранее в [11].

Обобщённые технико-экономические решения, полученные на данном этапе, являются основой, с одной стороны, для принятия решений по совершенствованию структурной организации электроэнергетики России и её внешней электроэнергетической политики, а с другой – для более детальных технических решений по развитию ЭЭС, их предпроектному обоснованию и последующему проектированию, в т.ч. по составу и единичной мощности генерирующих агрегатов, установленной мощности и очередности вводов электростанций для покрытия внутрисовietского и экспортного спроса, роду тока, уровням номинального напряжения, сечениям проводов и пропускным способностям ЛЭП, как внутрисовietских, так и внешних, мощности трансформаторных и преобразовательных подстанций и др.

3.4. Постановка задач обоснования развития электроэнергетики с учетом организационного разделения и интересов участвующих субъектов

В данном параграфе приводится ряд методических положений, используемых для решения рассматриваемых методических задач системного обоснования развития электроэнергетики с учетом организационного разделения и интересов участвующих субъектов на этапе 4 изложенной выше общеметодической схемы. Эти методические положения базируются на применении комплекса математических моделей, которые представлены в следующей главе. Решение задач не ограничивается только применением математических моделей. Требуется определённая технология такого применения, соответствующие способы и последовательность использования полученных на моделях результатов, что и формирует указанные методические положения.

Они представлены ниже для нескольких постановок задач. Первая постановка предназначена для обоснования развития внешних электрических связей России в условиях многосторонней электроэнергетической интеграции, когда наряду с ЭЭС России рассматриваются и другие зарубежные ЭЭС (с которыми

предполагается эта интеграция) в рамках вновь формирующегося МГЭО. Такая ситуация, возникает, например в Северо-Восточной Азии, где в настоящее время МГЭС, в т.ч. с Россией, весьма слабо развиты, но имеется довольно существенный потенциал для такого развития в направлении различных стран СВА. В этой постановке оптимизируется функция эффективности для МГЭО (включая МГЭС) в целом с последующим разделением общесистемного эффекта между участвующими странами. Тем самым учитываются организационное разделение МГЭО на национальные энергосистемы и интересы входящих в него стран-участников. Для решения задачи используются прямая и двойственная модели ОРИРЭС [13,179].

Во второй постановке используется подход, когда оптимизируется эффективность вхождении в МГЭС/МГЭО для каждой страны в отдельности с последующим согласованием полученных результатов и обоснованием эффективности электроэнергетической интеграции для участвующих сторон. Эта постановка предполагает использование модифицированной модели ОРИРЭС, рассмотренной ниже [180,181].

Еще одна постановка задачи обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС с учетом организационного разделения и интересов участвующих субъектов, предполагает оптимизацию функции эффективности отдельных энергокомпаний в рамках ЭЭС. Для этого используются равновесные математические модели с количеством целевых функций, равных количеству энергокомпаний, в основе которых лежит подход Нэша-Курно [29-31,182].

3.4.1. Методические положения обоснования развития МГЭС и МГЭО в условиях многосторонней интеграции с учетом разделения на национальные ЭЭС

Методические положения включают последовательность следующих подзадач [179]. Подзадача 1 решается для определения общих показателей и эффективности будущего межгосударственного многостороннего энергообъединения, в т.ч.

состава и предварительных параметров МГЭС, оптимальных с позиций всего объединения. При этом задается расчетный период, и задача решается для последнего года этого периода (расчетного года), например, 2035 г. На основе полученных результатов оценивается эффективность МГЭО в целом. Фактически этой подзадачей ограничивались ранее исследования обоснования эффективности развития МГЭС и МГЭО.

Помимо общего положительного системного эффекта необходимо найти эффекты для отдельных, входящих в объединение стран. Это очень важно, поскольку, если хотя бы один из участников МГЭО не будет иметь положительного эффекта, то такое энергообъединение не состоится или может состояться в ограниченном составе и, соответственно, с меньшей эффективностью. Если при этом остальные участники получают большие эффекты от вхождения в МГЭО, то они могут частично перераспределить их в пользу участника с отрицательным эффектом, чтобы объединение могло быть реализовано. Собственно оценка эффективности МГЭО и МГЭС с позиций отдельных участников решается в рамках подзадачи 2.

Для решения подзадачи 1 выполняются достаточно сложные оптимизационные расчеты для сценариев отсутствия (сценарий 1) и создания энергообъединения (сценарий 2) на системной модели развития и режимов работы энергосистем ОРИРЭС [13] (эта модель вместе с другими, используемыми для расчетов, будет представлена в следующей главе). Целевой функцией модели являются приведенные к годовой размерности затраты по всем энергосистемам, которые минимизируются для обоих сценариев:

$$Z_{разд}(X) \rightarrow \min, \quad (3.1)$$

$$Z_{совм}(X) \rightarrow \min, \quad (3.2)$$

где $Z_{разд}(X)$ – целевая функция модели для сценария 1;

$Z_{совм}(X)$ – целевая функция модели для сценария 2;

X – вектор переменных модели ОРИРЭС (подробнее указано в следующей главе).

Полученные в результате оптимальные значения целевой функции из 3.1 ($Z_{разд}$) и 3.2 ($Z_{совм}$) сравниваются между собой ($Z_{разд} \cong Z_{совм}$). Если затраты во втором сценарии ниже, чем в первом ($Z_{разд} > Z_{совм}$), то МГЭО является эффективным, в противном случае – нет. Экономический эффект энергообъединения определяется как разность затрат (значений целевых функций) для первого и второго сценариев:

$$\pm \mathcal{E}_{рез} = Z_{разд} - Z_{совм}. \quad (3.3)$$

Если энергообъединение эффективно, то эффект будет положительным ($+\mathcal{E}_{рез}$), если нет, то отрицательным (т.е. фактически будет не эффект, а ущерб от формирования энергообъединения) ($-\mathcal{E}_{рез}$).

Полученный и описанный выше эффект является интегральным. Он включает в себя системные эффекты, получаемые за счет формирования МГЭО. Наиболее распространенные из них – это мощностной ($\mathcal{E}_{мощн}$) и топливный ($\mathcal{E}_{топл}$) эффекты.

Первый из них обусловлен тем, что в разных национальных и региональных ЭЭС имеют место различные режимы электропотребления, обусловленные разной структурой потребителей и отличием социально-экономических и природно-климатических условий. В результате при объединении ЭЭС и совмещении графиков нагрузки режим электропотребления становится более равномерным, а совмещенный максимум нагрузки снижается (по сравнению с суммой отдельных максимумов), что приводит к снижению потребности в установленных мощностях в МГЭО и, соответственно, к мощностному эффекту.

Топливный эффект возникает вследствие того, что при объединении имеется возможность шире использовать наиболее эффективные источники электроэнергии, в т.ч. крупные тепловые и гидравлические электростанции. В результате снижаются затраты на топливо в целом по энергообъединению, хотя при этом могут возрасти потери на передачу электроэнергии.

Мощностной и топливный эффекты рассчитываются аналогично выражению (3.1) как разность затрат на ввод мощности и расход топлива при отдельной работе национальных ЭЭС (сценарий 1) и при создании МГЭО (сценарий 2):

$$\mathcal{E}_{\text{мощн}} = \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} I_{ji}^{\text{разд}} - \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} I_{ji}^{\text{совм}}, \quad (3.4)$$

$$\mathcal{E}_{\text{топл}} = \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} C_{ji}^{\text{разд}} - \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} C_{ji}^{\text{совм}}, \quad (3.5)$$

где $\mathcal{E}_{\text{мощн}}$ – мощностной эффект от формирования МГЭО;

i – индекс типа генерирующей мощности;

I – количество типов генерирующих мощностей;

j – индекс узла (ЭЭС/страны) расчетной схемы;

J – количество узлов (ЭЭС/стран) расчетной схемы/ЭЭС;

$I_{ji}^{\text{разд}}$ – затраты в генерирующие мощности типа i в узле j при изолированной работе энергосистем ;

$I_{ji}^{\text{совм}}$ – затраты в генерирующие мощности типа i в узле j при совместной работе энергосистем;

$\mathcal{E}_{\text{топл}}$ – топливный эффект от формирования МГЭО;

$C_{ji}^{\text{разд}}$ – топливные затраты генерирующей мощности типа i в узле j при изолированной работе энергосистем;

$C_{ji}^{\text{совм}}$ – топливные затраты генерирующей мощности типа i в узле j при совместной работе энергосистем.

Используемые в данной главе показатели (и их индексы), отражающие результаты расчётов на модели развития и режимов ЭЭС, в основном соответствуют показателям, принятым при описании этой модели (см. главу 4). Однако, в ряде случаев, для более упрощенного изложения методических положений (там, где это не приводит к некорректностям), эти показатели представлены более укрупнённо, чем в модели.

Помимо указанных эффектов (выраженных в экономическом эквиваленте) в интегральный эффект также входят затраты на создание МГЭС ($Z_{МГЭС}$), снижающие этот эффект:

$$\mathcal{E}_{рез} = \mathcal{E}_{мощн} + \mathcal{E}_{топл} - Z_{МГЭС} \quad (3.6).$$

В данном выражении представлен положительный результирующий системный эффект создания МГЭО (также, как и входящие в него мощностной и топливный эффекты, хотя в общем случае один из них может быть положительным, а другой – отрицательным, но в сумме с учётом затрат в МГЭС, давая положительную результирующую величину), поскольку, если результирующий эффект отрицателен, то дальнейшие исследования не имеют смысла.

Подзадача 2. Полученные в ходе решения первой подзадачи результаты позволяют определить не только интеграционный системный эффект, но и эффекты по отдельным странам-участникам σ ($\sigma \in \Sigma$ – количество стран). Так, мощностной эффект для некоторой страны определяется как разность между затратами на развитие и эксплуатацию генерирующей мощности (без учета топливной составляющей) при изолированной и совместной работе соответствующей национальной ЭЭС. Аналогично определяется и топливный эффект, когда сравниваются затраты на топливо для изолированной и совместной (в рамках МГЭО) работы некоторой национальной ЭЭС. Эффекты по странам определяются согласно выражений (3.5) и (3.6):

$$\mathcal{E}_{мощн_\sigma} = \sum_{j \in J_\sigma} \sum_{i \in I} I_{\sigma ji}^{разд} - \sum_{j \in J_\sigma} \sum_{i \in I} I_{\sigma ji}^{совм}, \quad \sigma \in \Sigma, \quad (3.7)$$

$$\mathcal{E}_{топл_\sigma} = \sum_{j \in J_\sigma} \sum_{i \in I} C_{\sigma ji}^{разд} - \sum_{j \in J_\sigma} \sum_{i \in I} C_{\sigma ji}^{совм}, \quad \sigma \in \Sigma, \quad (3.8)$$

где $\mathcal{E}_{мощн_\sigma}$ – мощностной эффект в σ -й стране;

$\mathcal{E}_{топл_\sigma}$ – топливный эффект в σ -й стране.

В выражениях (3.7) и (3.8) суммирование ведется не только по типам мощностей электростанций i ($i \in I$), но и по узлам j ($j \in J_\sigma$), которые представляют в расчетной схеме некоторую национальную энергосистему σ ($\sigma \in \Sigma$).

В случае, когда страна экономит установленные генерирующие мощности при вхождении в МГЭО, $\mathcal{E}_{\text{мощн}_\sigma}$ будет иметь положительное значение. Если же при вхождении в МГЭО для некоторой страны окажется эффективным экспорт электроэнергии, то такая страна будет наращивать свои мощности, и $\mathcal{E}_{\text{мощн}_\sigma}$ для нее будет иметь отрицательное значение. Таким образом, в общем случае, мощностной эффект для отдельной страны может быть как положительным так и отрицательным ($\pm \mathcal{E}_{\text{мощн}_\sigma}$), даже, если в рамках МГЭО в целом этот эффект положителен.

Для страны, ориентирующейся на экспорт электроэнергии в рамках МГЭО, топливный эффект может быть отрицательным, а для страны, которой при вхождении в МГЭО выгодно получать дешевую электроэнергию извне, этот эффект положителен. Поэтому в общем случае топливный эффект для отдельной страны также может быть как положительным, так и отрицательным ($\pm \mathcal{E}_{\text{топл}_\sigma}$).

Для страны-импортёра (когда страна экономит топливо и сокращает вводы генерирующих мощностей, получая дешевую электроэнергию извне) в результате страновом эффекте необходимо дополнительно учесть затраты на импорт электроэнергии этой страной ($ЗИ_\sigma, \sigma \in \Sigma$). Для страны-экспортёра (когда страна расходует средства на дополнительные вводы экспортных электростанций и топливо для них) требуется учесть доходы от экспорта электроэнергии ($ДЭ_\sigma, \sigma \in \Sigma$). При этом некоторые страны могут быть как экспортёрами, так и импортёрами электроэнергии.

Затраты на импорт и доходы от экспорта определяются, исходя из цен и объемов торговли электроэнергией:

$$ЗИ_\sigma = \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s x_{\sigma jts}^{\text{имп}} p_{\sigma jts}, \quad \sigma \in \Sigma, \quad (3.9)$$

$$ДЭ_\sigma = \sum_{j \in J} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s x_{\sigma jts}^{\text{эксп}} p_{\sigma jts}, \quad \sigma \in \Sigma, \quad (3.10)$$

где $x_{\sigma jts}^{\text{имп}}$ — объем импортруемой мощности узлом j страны σ в час t ($t \in T, T = 24$ часа) сезона s ($s \in S, S = 4$ сезона);

$x_{\sigma jts}^{\text{эксн}}$ – объем экспортируемой мощности узлом j страны σ в час t в сезон s ;

$p_{\sigma jts}$ – цена в узле j страны σ в час t в сезон s ;

τ_s – эффективное число суток в сезоне s (такое число суток, при умножении которого на объем электроэнергии в максимальных сутках сезона получается электропотребление, равное принятому сезонному потреблению).

Состав данных в приведенных выражениях соответствует данным из модели ОРИРЭС, упоминаемой выше. Так, в модели принят в качестве первичного часовой интервал, рассматриваются характерные сутки (для рабочего и выходных дней) для четырех сезонов, учитывается число дней в каждом сезоне и т.д. Следует отметить, что в модели отсутствуют переменные «экспортных» и «импортных» перетоков, а рассчитываются перетоки из узла j в узел j' в час t сезон s . Здесь перетоки с индексом «экспортный» и «импортный» приняты для упрощения.

Величина $p_{\sigma jts}$ в выражениях (3.9) и (3.10) является двойственной переменной (множителем Лагранжа). Она характеризует ценность электроэнергии в соответствующем узле для производителя и потребителя, и принята в качестве узловой цены электроэнергии [183 и др.]. В следующей главе будет описано получение двойственных оценок в модели ОРИРЭС.

Интегральный баланс доходов от экспорта и расходов на импорт электроэнергии соответствующей страной в расчетном году представляет собой торговый эффект, который в общем случае может быть как положительным, так и отрицательным:

$$\pm \mathcal{E}_{\text{торг}_\sigma} = D\mathcal{E}_\sigma - ZI_\sigma, \quad \sigma \in \Sigma. \quad (3.11)$$

Сумма торговых эффектов по странам в рамках МГЭО равна нулю, поскольку то, что для одной страны является расходом на импорт, для другой – доходы от экспорта. Поэтому при оценке интеграционного системного эффекта по МГЭО в целом в выражении 3.4 на первом этапе, данная составляющая эффекта не учитывалась.

Таким образом, эффект для каждой страны от присоединения к МГЭО включает в себя мощностной, топливный и торговый, а также учитывает часть затрат в МГЭС, приходящуюся на страну ($Z_{МГЭС_\sigma}$, $\sigma \in \Sigma$):

$$\mathcal{E}_{рез_\sigma} = \pm \mathcal{E}_{мощн_\sigma} \pm \mathcal{E}_{топл_\sigma} \pm \mathcal{E}_{торг_\sigma} - Z_{МГЭС_\sigma}, \quad \sigma \in \Sigma \quad (3.12)$$

Для определения $Z_{МГЭС_\sigma}$, $\sigma \in \Sigma$, требует выполнить распределение затрат в МГЭС между участвующими странами. Для этого может быть использован как практический подход, когда разделение затрат в МГЭС выполняется, например, пропорционально объемам импортируемой электроэнергии или в соответствии с затратами в межгосударственные линии, вложенными на территории соответствующих стран (как, при организации приграничного экспорта электроэнергии из ОЭС Востока России в Северо-Восточный Китай, когда электросетевые объекты для обеспечения этого экспорта сооружались каждой страной на своей территории за свой счет), так и теоретический, когда такое распределение выполняется с использованием методов кооперативных игр [184].

Таким образом, полученный в результате решения второй подзадачи эффект от создания МГЭО/МГЭС для каждой страны ($\mathcal{E}_{рез_\sigma}$, $\sigma \in \Sigma$) позволяет предварительно обосновать участие этой страны (в первую очередь, России) в электроэнергетической интеграции с другими странами. При этом также оцениваются и обосновываются основные параметры развития внешних электрических связей и самой энергосистемы страны (объемы и структура генерирующих мощностей и выработки электроэнергии, топологии и пропускной способности основной электрической сети на разных её участках и др.).

3.4.2. Методические положения обоснования развития МГЭС и МГЭО в условиях двусторонней интеграции с позиций участвующих стран

В данной постановке в отличие от предыдущей, предполагается максимизация эффектов электроэнергетической интеграции для каждого участника с их по-

следующим согласованием. При этом акцент делается не на многостороннюю, а на двустороннюю интеграцию с рассмотрением отдельных МГЭС. Задача в рассматриваемой постановке решается как дополняющая и уточняющая для конкретной МГЭС задачу многосторонней кооперации в предыдущей постановке.

В качестве субъектов/участников МГЭО/МГЭС также, как и в предыдущей постановке, выступают отдельные страны. Принималось, что каждая страна, как участник МГЭО/МГЭС, характеризуется функциями экспортного предложения электроэнергии и спроса на импортируемую электроэнергию. Т.е. предложение и спрос формируются не отдельными потребителями и генерирующими компаниями, а страной в целом.

Эти функции представляют собой зависимости объемов «экспортного» предложения/«импортного» спроса на электроэнергию для каждого участника МГЭО от цен на экспортируемую/импортируемую электроэнергию, минимизирующих целевую функцию затрат такого участника (см. описание модифицированной модели ОРИРЭС в следующей главе).

Цены на экспортируемую электроэнергию в функции предложения (ФП) отражают прирост затрат на выработку дополнительной электроэнергии страной-поставщиком, выдаваемой в МГЭО. Данные затраты включают топливные, если требуется только догрузка существующих мощностей, и, если необходимо развитие электростанций, то и дополнительно капитальные затраты (вместе с обусловленными ими постоянными эксплуатационными и топливными издержками). При учете капитальных затрат ФП являются долгосрочными [185]. Цены на импортируемую электроэнергию в функции спроса (ФС) отражают вытесняемые затраты на производство электроэнергии страной-покупателем при импорте энергии. Они включают затраты на замещенное топливо (если импорт сопоставляется/конкурирует с загрузкой существующих собственных мощностей) и капитальные, постоянные эксплуатационные и топливные затраты в вытесненные электростанции (если импорт конкурирует с вводом новых электростанций). Таким образом, функции спроса также являются долгосрочными. Из вышесказанного следу-

ет, что указанные функции фактически являются функциями маргинальных долгосрочных затрат, по которым формируются цены на межгосударственные потоки электроэнергии в рамках МГЭО.

В предлагаемом подходе субъекты кооперации рассматриваются попарно, при этом, каждый из них может выступать как в качестве экспортера/продавца, так и в качестве импортера/покупателя. Для реализации указанного подхода по рассчитанным на модифицированной модели ОРИРЭС значениям потоков энергии (экспорта/импорта) по МГЭС строятся зависимости предложения/спроса на эти потоки от цены на них.

Функции предложения и спроса на электроэнергию для некоего участника межгосударственной кооперации (зависимостей годовых объемов «экспортных» и «импортных» потоков электроэнергии этого участника/страны/узла от соответствующих цен) будут выглядеть, соответственно, как:

$$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s x_{\sigma j \sigma' j' t s} = f^{\circ}(p_{\sigma j \sigma' j'}^{\circ}), \quad j, j' \in J_{\sigma}, \quad j \neq j', \quad \sigma, \sigma' \in \Sigma, \quad \sigma \neq \sigma', \quad (3.13)$$

$$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s x_{\sigma' j' \sigma j t s} = f^u(p_{\sigma' j' \sigma j}^u), \quad j, j' \in J_{\sigma}, \quad j \neq j', \quad \sigma, \sigma' \in \Sigma, \quad \sigma \neq \sigma', \quad (3.14)$$

где $p_{\sigma j \sigma' j'}^{\circ}$ – цена поставки электроэнергии из узла j страны σ узлу j' страны σ' ;

$p_{\sigma' j' \sigma j}^u$ – цена покупки электроэнергии узлом j страны σ у узла j' страны σ' .

$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s x_{\sigma j \sigma' j' t s}$ – годовой объём «экспортных» потоков электроэнергии из узла j страны σ в узел j' страны σ' ;

$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s x_{\sigma' j' \sigma j t s}$ – годовой объём «импортных» потоков энергии в узел j страны σ из узла j' страны σ' ;

$x_{\sigma j \sigma' j' t s}$ – переток мощности из узла j страны σ в узел j' страны σ' в час t сезона s ;

$x_{\sigma'j'\sigma js}$ – переток мощности в узел j страны σ из узла j' страны σ' в час t сезона s ; остальные параметры и индексы уже пояснялись в параграфе 3.4.1 данной главы;

f^{\exists} – функция «экспортного» предложения (зависимости объёма экспорта электроэнергии от её цены);

f^u – функция «импортного» спроса (зависимость объёма импорта электроэнергии от её цены).

Методика построения этих функций с помощью модифицированной модели ОРИРЭС [180,181] будет описана в следующей главе.

Экономический интерес участника МГЭО отражается в ценах «экспортного» предложения и «импортного» спроса на электроэнергию $p_{\sigma j \sigma' j'}^{\exists}, p_{\sigma' j' \sigma j}^u, j, j' \in J_{\sigma}, j \neq j', \sigma, \sigma' \in \Sigma, \sigma \neq \sigma'$.

Эти цены являются переменными модифицированной модели ОРИРЭС, рассмотренной в следующей главе диссертации. В то же время, цены зависят от объемов внешних («экспортных»/«импортных») перетоков электроэнергии. Поэтому они могут быть представлены как функции от этих перетоков. Это будут т.н. обратные функции предложения/спроса. Очевидно, что каждый участник МГЭО стремится максимизировать цену экспорта и минимизировать цену импорта электроэнергии.

$$\left[\begin{array}{l} p_{\sigma j \sigma' j'}^{\exists} = f_{-1}^{\exists} \left(\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s x_{\sigma j \sigma' j' t s} \right) \rightarrow \max \\ p_{\sigma' j' \sigma j}^u = f_{-1}^u \left(\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s x_{\sigma' j' \sigma j t s} \right) \rightarrow \min \end{array} \right. \quad (3.15)$$

$$j, j' \in J_{\sigma}, j \neq j', \sigma, \sigma' \in \Sigma, \sigma \neq \sigma',$$

где f_{-1}^{\exists} – обратная функция «экспортного» предложения (зависимость цены электроэнергии от объёма её экспорта);

f_{-1}^u – обратная функция «импортного» спроса (зависимость цены электроэнергии от объёма её импорта).

Сдерживающим фактором, как в первом, так и втором случае является противоположные интересы партнёров по электроэнергетической интеграции. Данные интересы, как уже указывалось ранее, формализованно представляются в виде функций предложения/спроса. Наложение ФП одного участника на ФС другого участника (либо, наоборот) в точке их пересечения дает согласованную цену для обоих стран-участников МГЭО, а также согласованные объемы перетоков электроэнергии (и пропускную способность МГЭС) между ними. Эта цена является максимально возможной для экспортера и минимально достижимой для импортера.

Следует отметить, что электропотребление разных стран неравномерно по часам суток и сезонам года. Поэтому страны-участники МГЭО могут выступать в качестве покупателей электроэнергии в пиковые часы и сезоны года и продавцами в период сниженного электропотребления, когда у них образуются сезонные избытки мощностей, не востребованные внутри страны. Необходимо подчеркнуть, что каждый субъект кооперации выступает в качестве продавца или покупателя не одновременно, а в разные часы суток и сезоны года. Например, особенностью СВА является то, что годовые максимумы нагрузки в странах этого региона наступают в разные сезоны и часы [13]. Поэтому создание МГЭС и МГЭО в регионе позволит использовать сезонные и другие виды избытков мощностей для взаимовыгодного обмена электроэнергией между странами.

Как отмечалось выше, согласованная равновесная цена на передаваемую между странами электроэнергию определяется для пары участников, представленных узлом j страны σ и узлом j' страны σ' , пересечением ФС и ФП. В точке пересечения будет обеспечиваться равенство цен страны-экспортера и страны-импортера:

$$P_{\sigma j \sigma' j'}^{\text{э}} = P_{\sigma j \sigma' j'}^{\text{и}}, \quad j, j' \in J_{\sigma}, \quad j \neq j', \quad \sigma, \sigma' \in \Sigma, \quad \sigma \neq \sigma', \quad (3.16)$$

Переменная $p_{\sigma j' j'}^{\circ}$ формируется по предельным затратам на выработку электроэнергии в узле j страны-экспортёра σ , а переменная $p_{\sigma j' j'}^{\circ}$ – по предельным вытесняемым затратам в узле j' страны-импортёра σ' .

Как отмечалось выше, в силу различия национальных профилей электропотребления, каждая страна в разные часы и сезоны года может выступать как экспортёр, либо как импортёр электроэнергии. Поэтому подобное равенство можно записать и для обратного случая, когда страна σ (узел j) является импортером электроэнергии, а страна σ' (узел j') – экспортером:

$$p_{\sigma' j' \sigma}^{\circ} = p_{\sigma' j' \sigma}^{\circ}, \quad j, j' \in J, \quad j \neq j', \quad \sigma, \sigma' \in \Sigma, \quad \sigma \neq \sigma'. \quad (3.17)$$

Соответственно, переменная $p_{\sigma' j' \sigma}^{\circ}$ формируется по предельным затратам на выработку электроэнергии в узле j' страны-экспортёра σ' , а переменная $p_{\sigma' j' \sigma}^{\circ}$ – по предельным вытесняемым затратам в узле j страны-импортёра σ .

Равенства (3.16) и (3.17) характеризуют эффективное участие для каждой пары стран $\sigma, \sigma' \in \Sigma, \sigma \neq \sigma'$ (с соответствующими узлами $j, j' \in J_{\sigma}, j \neq j'$) в МГЭО в качестве экспортёров и импортёров электроэнергии. При этом будут обеспечены эффективные и согласованные равновесные объёмы перетоков электроэнергии между указанными участниками МГЭО и пропускная способность МГЭС, а также остальные основные параметры развития энергосистем стран-участниц (объёмы и структура генерирующих мощностей по типам электростанций, выработка электроэнергии, структура и параметры основных электрических сетей и др.).

3.4.3. Методические положения обоснования развития электроэнергетики с учетом организационного разделения на энергокомпании

В данной постановке предполагается обоснование развития электроэнергетики с учетом её более глубокого организационного разделения, чем это выпол-

нялось в двух предыдущих постановках. Вместо стран в качестве действующих субъектов, интересы которых учитываются при обосновании развития, рассматриваются генерирующие энергокомпании. Необходимость учёта такого организационного разделения вызвана тем, что, как отмечалось ранее, в новых условиях, решения энергокомпаний, в т.ч. по развитию, могут не приводить к достижению общесистемного оптимума. Поэтому требуется оценка того, к каким последствиям с т.з. развития могут привести действия энергокомпаний, мотивированных, прежде всего, своими коммерческими интересами, хотя и действующих в рамках определенной системы технических и регуляторных нормативов и правил.

Содержательно задача формулируется следующим образом. В рамках некоторой ЭЭС рассматриваются несколько ГенКо, в собственности которых находятся различные типы генерирующих мощностей (ТЭС, ГЭС, АЭС и др.), и потребители, представленные агрегированной функцией спроса. Задается расчетный перспективный временной уровень, скажем, 2035 г. Компании развивают и эксплуатируют свои производственные мощности, а потребители формируют свой долгосрочный спрос в пределах указанного временного периода.

Поведение ГенКо определяется, с одной стороны, стремлением максимизировать свою целевую функцию эффективности, а с другой, – необходимостью учета технических/технологических (балансовых, режимных и других) ограничений ЭЭС. Для максимизации целевой функции, компании могут вводить новые и загружать имеющиеся и вновь введенные генерирующие мощности, а также ограничивать вводы новых мощностей и загрузку своих электростанций. В последнем случае они демонстрируют своё стратегическое поведение, завышая равновесные цены на электроэнергию, поскольку, как отмечалось ранее, в условиях реструктуризации и дерегулирования формируются несовершенные ЭЭР.

Рассматриваются однопродуктовая организационная структура, когда торговля ведется только одним товаром – электроэнергией, и двухпродуктовая организационная структура, когда торговля ведется электроэнергией и мощностью. Торговля мощностью осуществляется на ДРМ, который выступает сейчас в каче-

стве основного механизма развития, ввиду того, что вводы мощностей по механизму ДПМ уже фактически завершены.

Формально задача обоснования развития электроэнергетики с учётом её организационного разделения на энергокомпании, представленные целевыми функциями эффективности, ставится как задача максимизации этих функций для каждой ГенКо:

$$f_l(Z) \rightarrow \max, l \in L, \quad (3.18)$$

где f_l – функция эффективности генерирующей компании l ;

L – количество ГенКо;

Z – вектор переменных равновесной модели развития электроэнергетики и энергокомпаний (подробнее указано в следующей главе).

Следует уточнить, что при рассмотрении однопродуктовой оргструктуры функция f_l отражает эффективность работы энергокомпании l , $l \in L$ на рынке электроэнергии, а при моделировании двухпродуктовой оргструктуры – на рынках электроэнергии и мощности.

Системы оптимизационных задач (3.18) решаются с использованием специальной равновесной модели развития электроэнергетики и энергокомпаний [29,182], представленной в следующей главе. В качестве методической базы для решения такой системы задач и для модели используются подход Курно и концепция равновесия Нэша. Согласно этому подходу, решение осуществляется пошагово, когда каждая отдельная ГенКо вписывается своей выработкой в остаточный долгосрочный спрос потребителей на электроэнергию [185]. Остаточным называется спрос, который остаётся непокрытым энергокомпаниями, уже вошедшими в электроэнергетический баланс рассматриваемой ЭЭС. В итоге определяется равновесная цена на электроэнергию и основные параметры развития как энергокомпаний, так и энергосистемы в целом (вводы мощностей и выработка электроэнергии по типам электростанций и видам топлива и др.). При этом оценивается, насколько учет организационной структуры электроэнергетики, включая механизмы развития генерирующих мощностей, влияет на развитие энерго-

компаний и энергосистемы. Такая оценка выполняется путем сравнения результатов, полученных на равновесной модели развития, с результатами, полученными на традиционной оптимизационной модели развития и режимов ОРИРЭС.

3.5. Выводы по главе 3

1. Представлена и проанализирована формирующаяся система управления развитием электроэнергетики России в современных условиях. В настоящее время СУРЭ представляет собой иерархическую территориально-технологическую систему, которая охватывает, с одной стороны, подотрасли, формирующие электроэнергетику (атомную, гидро- и теплоэнергетику, электросетевое хозяйство), с другой, – ЭЭС разных территориальных уровней, включая ЭЭС России, ОЭС, РЭС, а также энергокомпании. Кроме того, данная иерархическая система включает временную координату, поскольку разные документы разрабатываются для разных временных горизонтов планирования: от нескольких лет до нескольких десятков лет. Новая СУРЭ, прежде всего, является системой нормативно-правового регулирования и согласования решений, обосновываемых и принимаемых субъектами электроэнергетики.

Система управления развитием характеризуется определённым разрывом между целями верхнего государственного уровня управления, с одной стороны, и с другой – интересами энергокомпаний. Это противоречие в определенной степени преодолевается, однако в настоящее время полностью не разрешается. Требуется совершенствование СУРЭ с тем, чтобы она гарантированно обеспечивала устойчивое, инновационное и эффективное развитие электроэнергетики.

2. Предложена обновлённая концепция обоснования развития электроэнергетики в современных условиях. Она включает технические, экономические, организационные аспекты/факторы, учитывает основные тенденции, протекающие в электроэнергетике России и мира, такие, как интеграция и дерегулирование, а также предлагает в качестве основного инструментария для обоснования развития

систему оптимизационных (прямых и двойственных) и равновесных математических моделей.

3. Усовершенствована методология обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний в условиях интеграции и дерегулирования, реализующая указанную выше концепцию, главным образом, за счет учета организационного разделения электроэнергетики на отдельных субъектов и интересов этих субъектов на разных уровнях территориально-технологической иерархии электроэнергетики, включая иерархические уровни ЕЭС (ОЭС) и энергокомпаний. Усовершенствованная методология разделена на этапы, аналогичные этапам методологии ИСЭМ СО РАН, на каждом из которых решается комплекс методических задач.

На первом этапе выполняется анализ закономерностей и тенденций интеграции и дерегулирования электроэнергетики. На втором – анализ современного состояния и перспектив развития ЕЭС России и ЭЭС стран-участниц электроэнергетической интеграции с т.з. технико-экономических и организационно-рыночных аспектов. На третьем этапе формируются и обосновываются с системных позиций сценарии развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний России с учетом интересов участвующих субъектов. На четвертом этапе решаются задачи системного обоснования эффективности развития внешних электрических связей ЕЭС России и её участия в межгосударственной электроэнергетической интеграции, а также развития российской электроэнергетики с учетом её организационного разделения на отдельные субъекты (энергокомпании).

4. Для решения задач разработаны специальные методические положения. Они представляют собой систему последовательно применяемых взаимосвязанных постановок задач обоснования развития энергосистем и энергокомпаний в современных условиях, дополняющих уже сформированную ранее в рамках методологии ИСЭМ систему постановок задач. Первая постановка предназначена для обоснования развития внешних электрических связей России в условиях многосторонней электроэнергетической интеграции, когда Россия рассматривается в

рамках формирующегося МГЭО. В этой постановке для решения задачи выполняется максимизация эффективности формирования МГЭО в целом, но с последующим разделением интегрального системного эффекта между всеми участвующими странами. Тем самым учитываются интересы входящих в МГЭО стран-участников и его организационное разделение на национальные электроэнергетические системы. Во второй постановке, уточняющей и дополняющей предыдущую, максимизируется эффективность вхождении в проект МГЭС/МГЭО каждой страны в отдельности с последующим попарным их согласованием и обоснованием эффективности электроэнергетической интеграции для обеих сторон. Еще одна постановка задачи обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС в условиях их организационного разделения, предполагает максимизацию эффективности развития отдельных энергокомпаний в рамках ЭЭС и ЭЭР. Для этого используется подход Нэша-Курно.

4. Информационно-вычислительная система для обоснования развития электроэнергетики с учетом технико-экономических и организационных факторов

4.1. Структура и назначение информационно-вычислительной системы

Для решения сформированных в предыдущей главе задач используется информационно-вычислительная система, включая семейство математических моделей и информационную базу, представленные на рисунке 4.1. В эту систему входят качественно различающиеся, однако, дополняющие друг друга математические модели, в т.ч. оптимизационные (прямые и двойственные) и равновесные. Данные типы моделей обычно применяются отдельно для решения разных классов задач (не только развития). В частности, равновесные модели, как отмечалось ранее, за рубежом разрабатывались в основном для исследования организационно-рыночных структур в электроэнергетике. В России в настоящее время им уделяется незаслуженно мало внимания (и не только при исследовании развития электроэнергетики). Объединение указанных моделей в единую систему и совместное применение их для исследования и обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, придаёт новое качество исследованиям и получаемым результатам. Так, данная система позволяет комплексно исследовать электроэнергетику с рассмотрением физико-технологических, технико-экономических и организационных факторов с учётом внешних электрических связей ЭЭС России и интересов субъектов электроэнергетики, дополняя исследования, проводимые в рамках имеющейся методологии обоснования развития электроэнергетики ИСЭМ СО ОРАН, рассмотренной в главе 1 данной диссертации. Причем в качестве субъектов выступают как отдельные энергокомпании, так и электроэнергетические комплексы стран в целом.

Учет организационного разделения ЭЭС на участвующих субъектов и их интересов осуществляется в процессе моделирования последовательно, начиная от оптимизации общей целевой функции участников, пошагово приближаясь к

оптимизации целевой функции конкретного участника. Всего рассматриваются три уровня учета и моделирования указанных факторов.

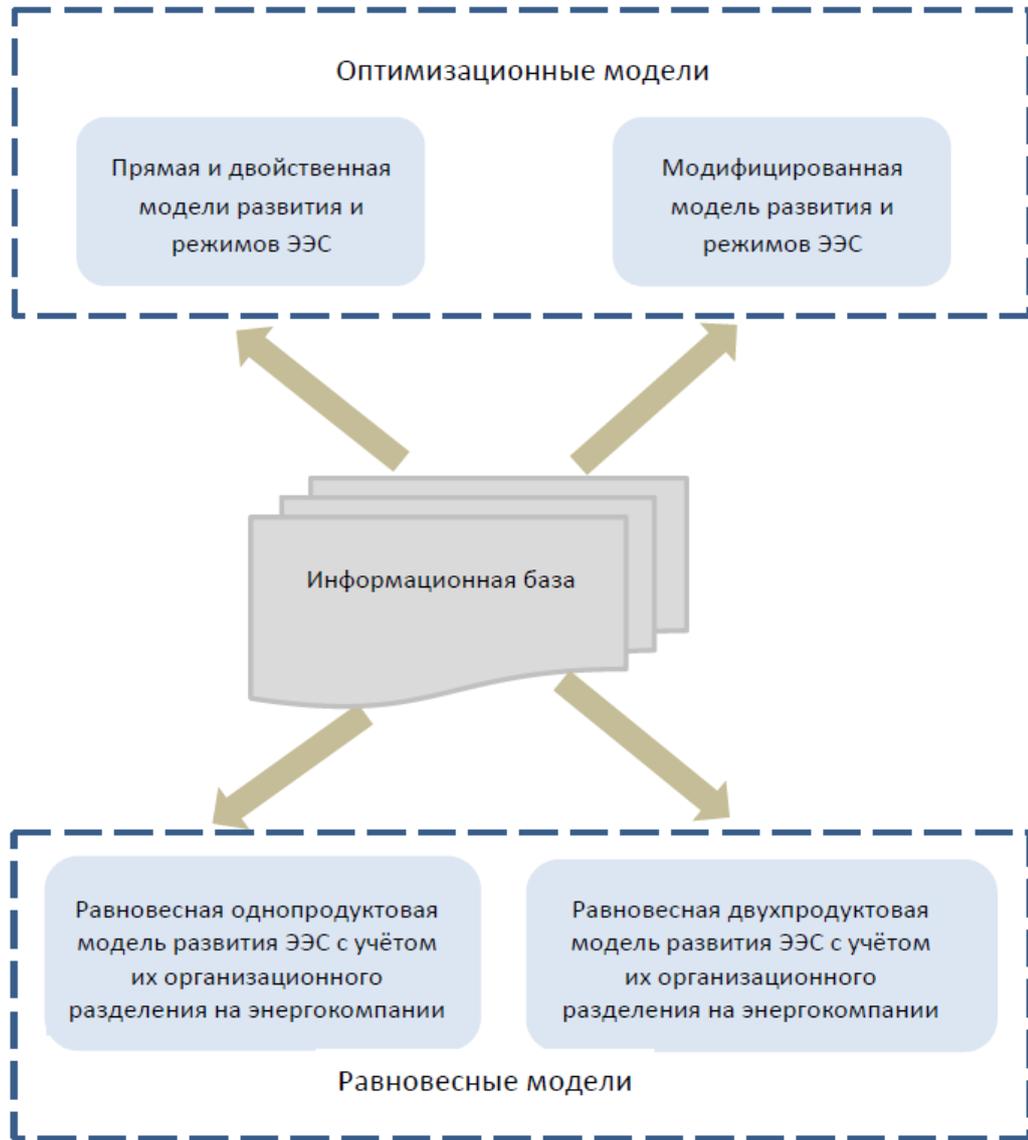


Рисунок 4.1 – Информационно-вычислительная система для обоснования развития электроэнергетики в условиях электроэнергетической интеграции и дерегулирования.

Вначале, на первом уровне, на прямой модели оптимизации развития и режимов работы энергосистем ОРИРЭС осуществляется оптимизация энергообъединения в целом по единой целевой функции. Таким образом, предполагается, что входящие в объединение энергосистемы стран действуют в направлении ми-

нимизации общесистемных затрат. Т.е. в данном случае первичным является получение коллективного эффекта от взаимодействия участвующих субъектов. Полученный интегральный системный эффект от объединения разделяется между его участниками/странами, учитывая таким образом их интересы. Для разделения эффектов применяются специальные методические положения, о которых говорилось выше, и в которых используются не только результаты решения прямой задачи развития и режимов ЭЭС, но и долгосрочные двойственные оценки (множители Лагранжа, узловые цены), полученные на двойственной модели развития.

Затем, на втором уровне, на модифицированной оптимизационной модели ОРИРС рассматриваются отдельные субъекты-страны и оптимизируются их целевые функции эффективности. В модифицированной модели осуществляется попарное рассмотрение стран-участниц. При этом в ней, также как и в исходной модели ОРИРЭС, достаточно хорошо отражаются технико-экономические и технологические особенности развития и функционирования ЭЭС.

Наконец, на третьем уровне, используются т.н. равновесные модели, которые дают возможность оптимизировать целевые функции всех имеющихся участников. При этом оказывается возможным рассмотрение концентрированной энергосистемы, в которой не учитывается электросетевая инфраструктура. Данное ограничение объясняется тем, что в общем виде достижение равновесия на сетях в настоящее время ещё теоретически не доказано [186], хотя в некоторых конкретных случаях может быть осуществлено. Поэтому равновесные модели пока не могут применяться, в частности, для решения задачи обоснования развития внешних электрических связей, где учет электрических сетей является обязательным. Кроме того, равновесные модели предполагают наличие единого ЭЭР, что в условиях МГЭО далеко не всегда имеет место. Поэтому пока равновесные модели (по крайней мере, в диссертационной работе) используются для анализа развития подсистем национальных энергосистем, имеющих развитую электросетевую инфраструктуру, что дает возможность представить их в модели в виде одноузловой расчётной схемы. В то же время, учёт технико-экономических и технологических

параметров генерирующих мощностей осуществляется в равновесных моделях с достаточной степенью детализации.

Модель ОРИРЭС фактически является базовой для всего семейства моделей, представленных на рисунке 4.1, поскольку её технологическая структура в виде балансовых, режимных и других ограничений является основой для их построения. Дополнительно следует указать, что ряд ограничений в равновесных моделях локализованы по отдельным энергокомпаниям, в то время, как в оптимизационных моделях они носят общесистемный характер.

Близость технологической структуры указанных моделей и сходство решаемых задач перспективного развития также обуславливает и сходство состава исходной информации для них. Хотя, конечно, имеются и отличия. Так, в равновесных моделях, технико-экономическая информация по развитию тех или иных типов электростанций дополнительно детализируется по энергокомпаниям (включая ограничения на развитие разных типов электростанций, о чем уже упоминалось). Также в равновесных моделях не требуются данные по развитию электрических сетей (поскольку, как отмечалось выше, последние не учитываются в этих моделях).

В связи со сказанным, для обеспечения исходными данными представленного семейства моделей используется фактически общая информационная база, которая, однако, не является специализированной базой данных в полном смысле этого слова, построенной на основе современных технологий хранения данных и управления ими. Тем не менее, она отвечает предъявляемым к ней требованиям, обеспечивая необходимой информацией модели для проведения исследовательских расчетов.

4.2. Оптимизационные модели развития и режимов ЭЭС

4.2.1. Прямая и двойственная модели развития и режимов ЭЭС

В данном параграфе представлена, прежде всего, прямая модель развития и режимов энергосистем ОРИРЭС, в то время, как двойственная ей модель в полном виде не приводится. Вместо этого указаны ограничения прямой модели, по которым формируются двойственные оценки, как множители Лагранжа, и представлены сами эти оценки. В то же время, указанные двойственные оценки одновременно являются решениями двойственной модели ОРИРЭС, которая таким образом, опосредованно представлена в данном параграфе.

Математическая модель ОРИРЭС разработана на основе линейного программирования, имеет большую размерность, включает множество узлов, в которых находятся генерирующие мощности и (или) потребители, и множество линий, соединяющих эти узлы. В зависимости от размера охватываемой территории, топологии системообразующих электрических сетей, а также наличия территориально детализированной информации по генерирующим мощностям и электрической нагрузке потребителей, ЭЭС представлены в модели одним или несколькими узлами, соединенными электрическими связями. Предусматривается ввод новых и расширение действующих генерирующих мощностей, так же как строительство новых и расширение пропускных способностей существующих линий в зависимости от заданного спроса.

Поскольку рассматриваемая модель является моделью развития (хотя и с довольно детальным блоком учета режимов работы ЭЭС и их объединений), в ней используются некоторые упрощения, не искажающие, однако, получаемые результаты. В частности, в силу продолжительного расчетного периода (десять-пятнадцать и более лет) и рассмотрения мощных национальных и региональных ЭЭС и МГЭО, не учитывается дискретность вводов отдельных энергоблоков и энергообъектов. Также, при удаленности задаваемого в модели расчетного года допустимо не учитывать нелинейность зависимости капложений от объёмов

вводимых мощностей, топливных характеристик энергооборудования, ограничиваясь их линейным представлением .

Задачи развития по своей природе являются динамическими и, соответственно, трудоемкими при решении вследствие большой размерности, особенно при учете режимных вопросов, что имеет место в рассматриваемом случае. Для сокращения размерности и, как показывает опыт исследований, при сохранении высокой степени приемлемости результатов, допустима постановка задачи развития как статической. При необходимости динамику развития ЭЭС можно учесть путем задания соответствующих схем проведения расчетов для последовательных временных этапов.

В модели ОРИРЭС учитывается только первый закон Кирхгофа (в часовых балансовых выражениях 4.3, представленных далее), что, однако, соответствует практике моделирования развития ЭЭС [4]. В последующих исследованиях, для сформированных на этой модели эффективных вариантов развития перспективных энергосистем/ энергообъединений, возможно использовать специализированные инструменты, позволяющие выполнять электрические расчеты (с учетом первого и второго законов Кирхгофа), расчёты надёжности [32,59] и др.

С вычислительной точки зрения, модель является разреженной, поэтому, несмотря на большое количество переменных (в проведенных вычислительных экспериментах их количество достигало 200 тысяч), время расчёта на стандартном компьютере занимает не более минуты.

Модель определяет оптимальные установленные мощности электростанций X_{ij} для всех типов станций i ($i \in I$) в каждом из узлов j ($j \in J$), оптимальные значения пропускных способностей электрических связей $X_{j'j}$ (МГЭС) между узлами j и j' в расчетном году, а также оптимальные режимы загрузки этих мощностей и связей.

В модели рассматриваются суточные графики нагрузки рабочего и выходного дней с часовыми интервалами t ($t \in T$), $T = 24$ – число часов рабочего и

выходного дней каждого узла (ЭЭС) j для каждого сезона года s ($s \in S$), $S = 4$ – количество сезонов. В каждом из узлов j ($j \in J$) имеется I эквивалентных электростанций разных типов. Электростанции группируются по типу используемого топлива и технологиям выработки электроэнергии с близкими технико-экономическим параметрам: ГЭС, ГАЭС, КЭС и ТЭЦ на разных видах органического топлива (газ, нефть, уголь), АЭС и др. Кроме того, как отдельный тип станции могут задаваться конкретные источники энергии (например, экспортные электростанции).

Каждая эквивалентная электростанция характеризуется начальной установленной мощностью N_{oij} , равной суммарной мощности электростанций соответствующего типа в первом году расчётного периода с учетом predetermined для этого периода демонтажа, модернизации и вводов агрегатов, а также предельно возможной к концу рассматриваемого года установленной мощностью эквивалентных электростанций – N_{mij} , включающей начальную установленную мощность (N_{oij}) и новые электростанции. Вводы новых электростанций и связей рассматриваются за весь расчётный период (например, 2020–2035).

Кроме того, для всех электростанций задаются коэффициенты: a_{mij} – коэффициент минимально допустимой мощности (действующих и новых) электростанций типа i в узле j в сезоне y ; a_{ijs} – коэффициент готовности электростанций типа i в узле j в сезоне S (одинаковый для действующих и новых электростанций). Эти коэффициенты варьируются по сезонам года с учетом простоя агрегатов в ремонтах и сезонных ограничений на мощность электростанций (например, по тепловой нагрузке ТЭЦ, минимально необходимым попускам воды в нижний бьеф ГЭС и т.д.).

Для тепловых электростанций задаются удельные переменные (топливные) издержки (c_{ij}), а для новых и расширяемых станций, кроме того – удельные капиталовложения (k_{ij}) и коэффициенты условно постоянных издержек (b_{ij}).

Электрические связи между узлами j и j' в модели характеризуются начальной ($\Pi_{0,jj'}$) и предельной ($\Pi_{M,jj'}$) пропускной способностью, удельными потерями на передачу электроэнергии ($\pi_{jj'}$), капиталовложениями ($k_{jj'}$) и условно постоянными издержками ($b_{jj'}$).

Оптимизируемые переменные модели представлены ниже.

X_{ij} – установленная мощность электростанций различного типа i в узле j ; для ГАЭС имеется в виду генерирующая (разрядная) мощность.

Поскольку, как отмечалось, суточные графики нагрузки для рассматриваемых сезонов задаются для рабочих и выходных суток, то требуется также выделить переменные рабочих мощностей для рабочих и выходных суток. Эти переменные представлены ниже.

x_{ijts} – рабочая мощности электростанций типа i в узле j в рабочие сутки в сезон года s ; для ГАЭС ($i = \{ГАЭС\}$) имеет место генерирующая рабочая (разрядная мощность) x_{ijts} и x_{ijts}^{zap} – насосная (зарядная) мощность ГАЭС j -го узла в интервале t сезона s ;

y_{ijts} – рабочая мощность в сезон s в час t в выходные дни станций типа i в узле j ; генерирующая рабочая мощность ГАЭС j -го узла в интервале t сезона s в выходные дни будет обозначаться как y_{ijts} ($i = \{ГАЭС\}$), а насосная (зарядная) мощность ГАЭС j -го узла в интервале t сезона s – y_{ijts}^{zap} ;

$X_{jj'}$ – пропускная способность электрической связи (МГЭС) между узлами j и j' .

Переменные перетоков мощности по электрическим связям/МГЭС, также как и переменные рабочих мощностей электростанций требуют деления по рабочим и выходным суткам. Эти переменные приведены ниже.

$x_{jj'ts}^w$ – переток мощности по электрической связи/МГЭС из узла j в узел j' в рабочие сутки в часовом интервале t сезона s ;

$x_{jj'ts}^h$ – переток мощности по электрической связи/МГЭС из узла j в узел j' в выходные сутки в часовом интервале t сезона s ;

x_{jjts}^w – переток мощности по электрической связи/МГЭС в рабочие сутки в обратном направлении;

x_{jjts}^h – переток мощности по электрической связи/МГЭС в выходные сутки в обратном направлении.

В модели, помимо указанных переменных, определяются также двойственные переменные (двойственные оценки или множители Лагранжа). Эти оценки формируются по ограничениям модели и характеризуют ценность соответствующих ресурсов (топливных, в т.ч. гидроэнергетических, генерирующих, передающих и др.). Совокупность этих оценок – двойственных переменных для одного узла расчётной схемы ЭЭС представляет собой узловые цены, формирование и структура которых будут рассмотрены далее.

Целевая функция модели ОРИРЭС представляет собой функцию суммарных, приведенных к годовой размерности затрат (в целом по энергообъединению, включающему электрические связи/МГЭС, либо по отдельным ЭЭС), а оптимальное решение определяется минимумом этих затрат. С учетом сказанного и приведенных выше обозначений целевая функция модели имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w c_{ij} x_{ijts} + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h c_{ij} y_{ijts} + \\ & + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} k_{ij} (r + b_{ij}) X_{ij} + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' > j}} k_{jj'} (r + b_{jj'}) X_{jj'} \rightarrow \min \end{aligned} \quad (4.1)$$

где τ_s^w – эффективное число рабочих суток в сезоне s (смысл данного показателя, введенного ранее в несколько упрощенном виде, пояснялся в главе 3);

τ_s^h – эффективное число выходных суток в сезоне s ;

r – ставка дисконтирования (в совокупности с амортизационной составляющей, входящей в условно-постоянные эксплуатационные затраты, b_{ij} – для электростанций или $b_{jj'}$ – для линий, упрощенно определяет коэффициент возврата капиталовложений, Capital Recovery Factor – CRF, который приводит единовременные капвложения к годовой размерности).

Остальные параметры и индексы из выражения (4.1) уже пояснялись. Первые две составляющих целевой функции данного выражения с четырьмя суммами характеризуют суммарные годовые топливные затраты по энергообъединению. Третья составляющая включает инвестиционные и постоянные эксплуатационные издержки в генерирующие мощности. Четвертая составляющая представляет собой постоянные эксплуатационные затраты в межсистемные электрические связи, в т.ч. МГЭС, а также инвестиционные затраты в них.

Ненулевые приросты переменных $(X_{ij} - N_{oij})$ или $(X_{jj'} - \Pi_{ojj'})$ в оптимальном решении модели указывают на экономическую эффективность соответствующих новых электростанций i и/или МГЭС jj' . Величины переменных x_{ijts} и y_{ijts} будут характеризовать оптимальные режимы работы электростанций в объединяемых энергосистемах.

Капиталовложения в функции (4.1) определяются для X_{ij} и $X_{jj'}$ в целом. При этом входящие в суммарные капвложения постоянные величины $k_{ij}N_{oij}$ и $k_{jj'}\Pi_{ojj'}$ не влияют на результат оптимизации, и для оценки фактической величины капвложений в новые электростанции и линии их нужно вычесть из суммарных объемов капвложений, полученных на модели.

Установленная мощность ТЭЦ задается в соответствии с планами развития систем теплоснабжения и в модели не оптимизируется. Производство тепловой энергии (и сопутствующее этому производство электроэнергии) характеризуется коэффициентом минимально допустимой мощности ТЭЦ. Оптимизируется только рабочая мощность ТЭЦ в часовых балансах электрической мощности.

В процессе оптимизации необходимо обеспечить ряд балансовых и режимных ограничений, представленных ниже.

Балансовые уравнения для определения необходимых вводов новых электростанций и увеличения пропускных способностей ЛЭП:

$$\sum_{i \in I} X_{ij} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{jj'ts}^w + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{j'jts}^w \cdot (1 - \pi_{jj'}) \geq P_{jts} + R_{jts} / \psi_{jts}, \quad (4.2)$$

$$j \in J, \quad t \in T^{max}, \quad s \in S^{max},$$

где P_{jts}^w и R_{jts} – нагрузка потребителей в рабочие сутки и необходимый резерв мощности на электростанциях в узле j в интервале времени t в сезон s (рассматриваются только сезоны и часы максимальных нагрузок; нагрузка потребителей принята для рабочих суток, поскольку в этот период она максимальна);

T^{max} – множество интервалов времени, в которые имеют место годовые максимумы нагрузки;

S^{max} – множество сезонов, в которые имеют место годовые максимумы нагрузки;

$\pi_{jj'}$ – коэффициент потерь мощности в электрической связи (МГЭС) между узлами j и j' ;

ψ_{jts} – двойственная оценка, характеризующая стоимость резервной мощности в узле j в соответствующие сезоны s и часы t .

В выражении (4.2) учтены перетоки $x_{jj'ts}^w$ и $x_{j'jts}^w$ в рабочие сутки, поскольку максимумы нагрузок, рассматриваемые в данном выражении, приходятся именно на рабочие сутки.

«Режимные» уравнения часовых балансов рабочих мощностей в суточных графиках нагрузки представлены в следующих соотношениях:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in I} x_{ijts} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{jj'ts}^w + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{j'jts}^w \cdot (1 - \pi_{j'j}) = P_{jts}^w + x_{ijts}^{zap} / \theta_{jts}^w \\ \sum_{i \in I} y_{ijts} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{jj'ts}^h + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{j'jts}^h \cdot (1 - \pi_{j'j}) = P_{jts}^h + y_{ijts}^{zap} / \theta_{jts}^h \end{array} \right. \quad (4.3)$$

$$j \in J; t \in T; s \in S,$$

где P_{jts}^w – нагрузка потребителей в рабочие сутки в узле j в час t в сезон s ;

P_{jts}^h – нагрузка потребителей в выходные сутки в узле j в час t в сезон s ;

θ_{jts}^w – двойственная оценка, характеризующая топливную составляющую в узле j в сезон s и час t в рабочие дни;

θ_{jts}^h – двойственная оценка, характеризующая топливную составляющую в узле j в сезон s и час t в выходные дни.

Зарядная мощность ГАЭС x_{ijts}^{zap} и y_{ijts}^{zap} увеличивает нагрузку потребителей и поэтому представлена в правых частях системы уравнений (4.3). Данные переменные при оптимизации становятся ненулевыми в период «провалов» графика нагрузки. В период максимальных нагрузок, эти переменные, наоборот, «обнуляются», поскольку ГАЭС в это время выполняют функции генераторов, которые представлены в левых частях системы уравнений (4.3) переменными x_{ijts} и y_{ijts} . Далее представление ГАЭС в модели будет рассмотрено подробнее.

Ограничения на развитие электростанций:

$$N_{0ij} \leq X_{ij} \leq N_{Mij} / \xi_{jts}, \quad i \in I; j \in J, \quad (4.4)$$

где ξ_{jts} – двойственная оценка, характеризующая стоимость развития генерирующей мощности типа i в узле j .

Ограничения на развитие электрических связей:

$$P_{0jj'} \leq X_{jj'} \leq P_{Mjj'} / g_{jts}, \quad j, j' \in J; j' \neq 1, j' > j, \quad (4.5)$$

где g_{jts} – двойственная оценка, характеризующая стоимость развития электрических связей между узлами j и j' .

Ограничения на рабочие мощности электростанций:

$$a_{m_{ijs}} \cdot X_{ij} \leq x_{ijts} \leq a_{ijs} \cdot X_{ij}, \quad a_{m_{ijs}} \cdot X_{ij} \leq y_{ijts} \leq a_{ijs} \cdot X_{ij}, \quad (4.6)$$

$$i \in I, j \in J, t \in T, s \in S.$$

Ограничения (4.2) фактически характеризуют диапазон регулирования мощности электростанций, который может существенно различаться для разных типов мощностей j .

Ограничения на перетоки мощности по электрическим связям:

$$P_{m_{jj'}} \leq x_{jj'ts}^w \leq X_{jj'}, \quad P_{m_{jj'}} \leq x_{jj'ts}^h \leq X_{jj'}, \quad (4.7)$$

$$j, j' \in J, j' \neq j, t \in T, s \in S,$$

где $P_{m_{jj'}}$ – минимально допустимая нагрузка связи между узлами j и j' (может быть равной 0).

Ограничения (4.6) и (4.7) также участвуют в формировании двойственных оценок, характеризующих стоимость развития генерирующей мощности и электрических связей, соответственно. В двойственной модели это участие отражено в довольно сложных взаимосвязях этих оценок, которые здесь для упрощения не представлены.

Для ГЭС и ГАЭС требуется выполнение специальных ограничений, обусловленных, в частности, лимитированностью гидроэнергетических ресурсов, а для ГАЭС ещё и работой в насосном/зарядном и генерирующем режимах.

Ограничения по мощности заряда ГАЭС:

$$0 \leq x_{ijts}^{zap} \leq a_{ijs} \cdot X_{ij}, \quad 0 \leq y_{ijts}^{zap} \leq a_{ijs} \cdot X_{ij}, \quad (4.8)$$

$$i = \{ГАЭС\}, j \in J, t \in T, s \in S.$$

Ограничения для ГАЭС по балансам энергии заряда и разряда представлены в выражении (4.9), а по суммарной ёмкости водохранилищ ГАЭС – в соотношении (4.10). В правой части неравенств представлен максимальный суточный объём выработки электроэнергии гидроаккумулирующей станции, который фактически отражает располагаемый ею объём гидроэнергоресурсов.

$$\sum_{t \in T} x_{ijts} - \eta_j^{ГАЭС} \sum_{t \in T} x_{ijts}^{зар} \leq 0, \quad \sum_{t \in T} y_{ijts} - \eta_j^{ГАЭС} \sum_{t \in T} y_{ijts}^{зар} \leq 0, \quad (4.9)$$

$$\sum_{t \in T} x_{ijts} \leq h_{ij} X_{ij}, \quad \sum_{t \in T} y_{ijts} \leq h_{ij} X_{ij} / \gamma_{js}^{ГАЭС}, \quad (4.10)$$

$$i = \{ГАЭС\}, j \in J, s \in S,$$

где $\eta_j^{ГАЭС}$ – КПД цикла "заряд-разряд" ГАЭС в узле j ;

$h_{ij}, i = \{ГАЭС\}$ – максимально возможное суточное число часов использования установленной мощности ГАЭС j -го узла, характеризующее емкость водохранилища ГАЭС (конкретные часы t рабочего/выходного дней в каждом сезоне, s в которые ГАЭС заряжаются или разряжаются, выбираются в процессе оптимизации);

$\gamma_{js}^{ГАЭС}$ – двойственная оценка, отражающая ценность гидроэнергетических ресурсов для ГАЭС в узле j в сезоне s .

В зависимости от объема водохранилища, для ГЭС вводятся ограничения по суммарной выработке ГЭС для каждого сезона (4.11) либо для года в целом (4.12):

$$\sum_{t \in T} (\tau_s^w x_{ijts}^w + \tau_s^h x_{ijts}^h) \leq h_{ijs} X_{ij} / \gamma_{js}^{ГЭС}, \quad (4.11)$$

$$i = \{ГЭС\}, j \in J, s \in S,$$

где $h_{ijs}, i = \{ГЭС\}$, – максимально возможное число часов использования установленной мощности ГЭС j -го узла в сезоне s ;

$\gamma_{js}^{ГЭС}$ – двойственная оценка, отражающая ценность гидроэнергетических ресурсов для ГЭС сезонного регулирования в j -ом узле в сезоне s ;

$$\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\tau_s^w x_{ijts}^w + \tau_s^h x_{ijts}^h) \leq h_{ij} X_{ij} / \gamma_j^{ГЭС} \quad j \in J, \quad (4.12)$$

где $h_{ij}, i = \{ГЭС\}$, – максимально возможное число часов использования установленной мощности ГЭС j -го узла в году.

$\gamma_j^{ГЭС}$ – двойственная оценка, отражающая ценность гидроэнергетических ресурсов для ГЭС годового регулирования в j -ом узле.

Представленные в правых частях неравенств (4.11) и (4.12) ограничения являются, соответственно, максимальными сезонными и годовыми объемами выработки электроэнергии ГЭС, которые фактически отражают располагаемый гидроэлектростанциями объем гидроэнергоресурсов за соответствующий период.

Следует отметить, что при объединении региональных/национальных энергосистем с разносезонными годовыми максимумами нагрузки, сезоны наступления годового совмещенного максимума нагрузки энергообъединения и годовых максимумов нагрузки в некоторых из этих ЭЭС могут различаться. Поэтому представляется целесообразным распределять энергоотдачу ГЭС по сезонам, исходя не только из сложившейся практики их участия в энергобалансах «собственных» региональных/национальных ЭЭС, но также и с учетом возможности более полного участия в энергобалансах всего энергообъединения. Задавая выработку ГЭС не по сезонам, а для года в целом, на модели выполняется распределение энергоотдачи ГЭС по сезонам, исходя из минимума затрат по энергообъединению в целом. Однако, такое задание корректно только для ГЭС с большими водохранилищами, достаточными для полного годового регулирования стока.

Другие ВИЭ (работающие на базе солнечных и ветровых энергоресурсов) специальным образом не представлены в модели. Тем не менее, они могут задаваться в модели своими суточными профилями с почасовой выработкой электроэнергии, которые формируются на основе имеющейся статистической информации по динамике солнечной и ветровой интенсивности в регионах, охватываемых рассматриваемыми ЭЭС/МГЭО. Мощности ВИЭ на принятый расчётный год принимаются согласно национальным программам развития возобновляемой энергетики. В часы максимума нагрузки выработка этих ВИЭ не учитывается в энергобалансе, поскольку они являются негарантированными источниками электроэнергии и требуют дублирования мощности.

В отдельных случаях в результате решения представленной выше модели могут появляться т.н. встречные перетоки мощности, одновременно протекающие из узла j в узел j' и из узла j' в узел j , по электрическим связям/МГЭС. В таком случае для запрета встречных перетоков требуется задание следующего ограничения:

$$x_{jj'ts} x_{j'jts} = 0. \quad (4.13)$$

Как видно из данного выражения, в каждый конкретный интервал t по связи jj' возможен переток мощности только в одну сторону. Введение данного ограничения фактически превращает модель в билинейную.

Двойственные оценки, сформированные по ограничениям (4.2)–(4.5), (4.11)–(4.13) (являясь переменными двойственной модели ОРИРЭС), формируют интегральную двойственную оценку, характеризующую узловую цену электроэнергии:

$$p_{jts} = \psi_{jts} + \theta_{jts}^w \cup \theta_{jts}^h + \xi_{jts} + g_{jts} + \gamma_{js}^{ГАЭС} + \gamma_{js}^{ГЭС} \cap \gamma_j^{ГЭС}, \quad j \in J, t \in T, s \in S, \quad (4.14)$$

Объединение двойственных переменных θ_{jts}^w и θ_{jts}^h даёт общую ДО, характеризующую топливную составляющую в узле j в сезон s и час t в течение всех рассматриваемых дней. В зависимости от объема водохранилищ и, соответственно, вида регулирования ГЭС (сезонное, либо годовое) последний элемент узловой цены в выражении (4.14) будет представлен либо как $\gamma_{js}^{ГЭС}$, либо как $\gamma_j^{ГЭС}$.

Состав элементов в выражении (4.14) может меняться по часам и сезонам. При этом меняются и сами величины двойственных оценок. Наибольшие значения они получают в часы максимальных нагрузок, когда активизируется большее количество ограничений. В часы минимальных нагрузок количество активных ограничений и ДО минимальны. Последние могут включать в себя только составляющую, характеризующую стоимость топлива.

Двойственные оценки, определяемые в (4.14), являются долгосрочными, включающими инвестиционные составляющие на развитие генерации (ξ_{jts}) и электрических связей (g_{jts}).

В случае, если требуется указать не только на то, что ДО, имеет принадлежность к узлу j , но также и на то, что этот узел формирует расчётную схему национальной ЭЭС определенной страны s , то эта оценка дополнительно получает соответствующий индекс ($p_{\sigma js}$), как это сделано, в частности в выражениях (3.9) и (3.10).

4.2.2. Модифицированная модель развития и режимов ЭЭС

Как уже отмечалось выше, предлагаемая модификация модели ОРНРЭС оптимизирует развитие и режимы работы каждого участника электроэнергетической кооперации в отдельности, в качестве которого рассматривается ЭЭС страны σ ($\sigma \in \Sigma$). На модифицированной модели для каждой национальной ЭЭС определяется оптимальное покрытие собственной нагрузки, а также оптимальные объёмы выдачи электроэнергии из этой ЭЭС (в МГЭО) и, наоборот, получения (из МГЭО) в ЭЭС для принятого расчётного года. Оптимизация выполняется с позиции каждой ЭЭС с последующим согласованием полученных решений между ними (о чём далее будет сказано подробнее).

Целевые функции для всех участников однотипны и описываются выражением (4.15). Данное выражение является функцией затрат, приведенных к годовой размерности. Каждый участник МГЭО минимизирует свою целевую функцию, стараясь снизить свои затраты на развитие и функционирование. Первые четыре слагаемых функции аналогичны слагаемым функции базовой модели (4.1). Первое и второе слагаемые в сумме отражают топливные затраты электростанций σ -го участника МГЭО. Третье слагаемое – это постоянные эксплуатационные и инвестиционные затраты в генерирующие мощности, четвёртое – затраты в развитие внутренних системообразующих сетей участников. Пятое слагаемое похоже на предыдущее по своей структуре (поскольку также описывает электрические связи), хотя и несколько сложнее его, и представляет собой затраты в МГЭС, приходящиеся на σ -го участника.

$$\begin{aligned}
\Lambda_{\sigma} = & \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w c_{\sigma ij} x_{\sigma i j t s} + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h c_{\sigma ij} y_{\sigma i j t s} + \\
& + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} k_{\sigma ij} (r + b_{\sigma ij}) X_{\sigma ij} + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} k_{\sigma j j'} (r + b_{\sigma j j'}) X_{\sigma j j'} + \\
& + \varphi_{\sigma} \sum_{\sigma \in \Sigma} \sum_{j \in J} \sum_{\substack{\sigma' \in \Sigma \\ \sigma' \neq \sigma}} \sum_{j' \in J} k_{\sigma j \sigma' j'} (r + b_{\sigma j \sigma' j'}) X_{\sigma j \sigma' j'} - \sum_{j \in J} \sum_{\substack{\sigma' \in \Sigma \\ \sigma' \neq \sigma}} \sum_{j' \in J} p_{\sigma j \sigma' j'}^{\rho} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\tau_s^w x_{\sigma j \sigma' j' t s}^w + \tau_s^h x_{\sigma j \sigma' j' t s}^h) + \\
& + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{s' \in S \\ s' \neq s}} \sum_{j' \in J} p_{\sigma' j' \sigma j}^u \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\tau_s^w x_{\sigma' j' \sigma j t s}^w + \tau_s^h x_{\sigma' j' \sigma j t s}^h) \rightarrow \min, \\
& \sum_{\sigma \in \Sigma} \varphi_{\sigma} = 1, \quad \varphi_{\sigma} > 0, \quad \sigma \in \Sigma,
\end{aligned} \tag{4.15}$$

где Λ_{σ} – затраты на развитие и функционирование ЭЭС страны σ с учетом доли затрат в МГЭС, относимых на эту страну;

φ_{σ} – доля затрат в МГЭС (измеряется в относительных единицах), которую несет страна σ ; эта величина определяется заранее вне рамок модели, экзогенно (вопрос о разнесении затрат в МГЭС рассматривался в параграфе 3.4.1).

Остальные параметры и индексы, используемые в выражении (4.15), уже пояснялись.

Последние два слагаемых целевой функции (4.15) являются новыми по сравнению с целевой функцией базовой модели. В пятом слагаемом учитываются эффекты, получаемые участниками МГЭО от экспорта электроэнергии, а в шестом – затраты на импорт электроэнергии. Эффекты (доходы от экспорта) уменьшают значение целевой функции затрат, в то время как затраты на импорт увеличивают её (этим объясняются знаки, стоящие перед рассматриваемыми слагаемыми). В данной постановке цены на импорт/экспорт электроэнергии определяются как осредненные за год. Однако возможно задать их и для какого-либо другого интервала.

В выражении (4.15) в отличие от выражения (4.1) появился индекс σ , который характеризует страну-участника МГЭО. Индексы σ дополнительно получили технико-экономические показатели электростанций и индексы узлов расчётной схемы, «привязанные» к определённым странам. В базовой модели ОРПЭС также рассматриваются ЭЭС, принадлежащие разным странам. Однако оптимизация

выполняется с позиций энергообъединения в целом, и поэтому введение специальных индексов, характеризующих отдельные страны не имело особого смысла.

Целевые функции (4.15) оптимизируются каждым участником МГЭО с учетом балансовых и режимных ограничений на установленную и рабочую мощности, ограничений на развитие электростанций и электрических связей, на рабочие мощности и перетоки по линиям, на суммарную годовую выработку электростанций с ограниченной энергоотдачей (ГЭС и ГАЭС) для всего объединения. Данные ограничения были представлены при описании базовой модели ОРИРЭС и поэтому здесь не приводятся.

Переменные из выражения (4.15) $x_{\sigma jts}$, $y_{\sigma jts}$, $X_{\sigma ji}$, $X_{\sigma j\sigma'j'}$, $x_{\sigma j\sigma'j'ts}^w$, $x_{\sigma j\sigma'j'ts}^h$, $x_{\sigma'j'\sigma jts}^w$, $x_{\sigma'j'\sigma jts}^h$ являются независимыми оптимизируемыми переменными модели, которые присутствуют и в базовой версии модели. Дополнительно введенные в выражение (4.15) величины цен на электроэнергию $p_{\sigma j\sigma'j'}^{\circ}$ и $p_{\sigma'j'\sigma j}^{\circ}$ также фактически являются переменными, однако они не оптимизируются, а задаются экзогенно.

При минимизации целевой функции Λ_{σ} некоторой страны-участника σ , указанные выше независимые переменные оптимизируются (с учётом указанных при описании модели ОРИРЭС ограничений) в интересах данного участника. При оптимизации целевой функции $\Lambda_{\sigma'}$ другого участника σ' , указанные переменные, в т.ч. описывающие МГЭС, будут иметь другие значения, эффективные с позиций этого участника. Таким образом, требуется согласование параметров МГЭС, связывающих участвующие стороны, в т.ч. её пропускной способности, обменов перетоками электроэнергии между ними и цен на эти перетоки. Такое согласование выполняется с использованием специальной методики расчётов, представленной ниже. Как уже отмечалось, в методике рассматриваются по два участника МГЭО, т.е. выполняется попарное согласование.

С помощью описанной модификации модели ОРИРЭС проводится серия расчетов. Для этого выбирается некоторый возможный диапазон цен на экспорти-

руемую/импортируемую электроэнергию, внутри которого задается шаг изменения цены. Цена на каждом шаге подставляется в качестве экзогенного параметра в целевую функцию модифицированной модели ОРИРЭС. Оптимизация целевой функции модели Λ_{σ} выполняется для каждого значения цены из диапазона для каждого σ -го участника МГЭО. При этом, как отмечалось ранее, учитываются балансовые и режимные ограничения модели. В результате для каждого участника и для каждой цены из заданного диапазона определяются оптимальные вводы и загрузка генерирующих мощностей, перетоки мощности и энергии по МГЭС и ее пропускные способности.

При выполнении расчетов на модифицированной модели ОРИРЭС неявно сопоставляются затраты на импорт электроэнергии некоторым участником МГЭО у других участников и загрузку/ввод собственных электростанций, а также затраты на загрузку/ввод собственных станций для продажи электроэнергии другим странам в рамках МГЭО и получаемый от этой продажи доход.

По рассчитанным годовым значениям перетоков энергии (экспорта-импорта) по МГЭС строятся функции «экспортного» предложения и «импортного» спроса электроэнергии для каждого участника σ , которые характеризуют его экономические предпочтения как субъекта межгосударственной кооперации. При этом, в данных функциях учитываются технологические ограничения ЭЭС. Взаимно эффективные (равновесные) цены на покупку/продажу, объёмы обмена перетоками электроэнергией, пропускная способность МГЭС достигаются в точке пересечения построенных функций спроса и предложения участников МГЭО σ и σ' . Более конкретно об этом было сказано выше в параграфе 3.4.2.

4.3.Равновесные модели развития и режимов ЭЭС с учетом организационного разделения на энергокомпании

В данном параграфе рассматриваются равновесные модели, которые позволяют исследовать электроэнергетику, не только как технико-экономическую си-

стему, но также и как организационную структуру, состоящую из совокупности энергокомпаний, каждая из которых преследует свой экономический интерес (соблюдая при этом системные технологические ограничения). В результате расчётов для каждой энергокомпании определяются эффективные состояния (на конец расчетного периода), как с точки зрения развития (вводов разного типа генерирующих мощностей), так и функционирования (загрузки разных типов энергооборудования), максимизирующие её прибыль. При этом достигается равновесное состояние в целом по энергосистеме, когда совокупное предложение ГенКо уравновешивает агрегированный спрос потребителей электроэнергии при определённой цене равновесия, отклоняться от которого не выгодно ни одному участнику, согласно концепции равновесия Нэша. Такое состояние достигается за счёт итерационной увязки, выполняемой с использованием подхода Курно, который кратко был рассмотрен в параграфе 3.4.3 выше.

Как уже отмечалось, подход Нэша-Курно преимущественно используется при моделировании развития электроэнергетики с учётом рыночных условий. При этом, учитывается несовершенство конкуренции, когда генерирующие компании имеют возможность в целях максимизации своей функции эффективности демонстрировать т.н. стратегическое поведение, манипулируя загрузкой и вводами имеющихся электростанций, и в итоге негативно воздействуя на равновесную цену электроэнергии. Полученные таким образом решения не обязательно являются системно эффективными, но отражающими ситуацию несовершенного поведения энергокомпаний. В отличие от этого на оптимизационных моделях имитируется некоторое идеализированное поведение субъектов электроэнергетики, когда их действия направлены на достижение общесистемного оптимума.

Необходимо отметить, что представленные в диссертации равновесные модели не следует рассматривать как модели долгосрочного рынка мощности, сформировавшегося в России. Они являются более долгосрочными и не учитывают всех деталей построения и функционирования ДРМ. Это, прежде всего, модели развития и режимов ЭЭС, учитывающие также их рыночную организационную

структуру. Тем не менее, они позволяют исследовать влияние этой оргструктуры на основные технико-экономические параметры развития электроэнергетики.

Следует также отметить, что равновесные модели кардинально отличаются от оптимизационных моделей тем, что в первых спрос задаётся как функция объёма потребления электроэнергии от цены на неё, а во вторых – спрос ценонезависим и задаётся константой. В модифицированной версии оптимизационной модели функции спроса (предложения) на «импортные» («экспортные») перетоки сами являются результатами расчётов.

Ниже рассматриваются две равновесные модели, в которых заложены концепция равновесия Нэша и подход Курно. В одной предполагается, что генерируется и потребляется один продукт – электроэнергия. В другой предполагается торговля двумя товарами: мощностью и электроэнергией. Причем торговля мощностью в долгосрочной перспективе выступает в качестве механизма стимулирования вводов генерирующих мощностей.

4.3.1. Однопродуктовая равновесная модель

Данная модель является двухэтапной. На первом этапе определяются основные показатели ГенКо, такие, как годовые объёмы выработки электроэнергии, объёмы новых вводов генерирующих мощностей, которые должны (в совокупности с имеющимися мощностями) обеспечить требуемую выработку электроэнергии, равновесная среднегодовая цена на электроэнергию. На втором этапе полученные годовые показатели выработки электроэнергии распределяются по сезонам года и часам суток для обеспечения почасового баланса мощностей в ЭЭС. Последнее необходимо для того, чтобы проверить техническую реализуемость равновесия, полученного на первом этапе. Если часовые балансы мощности в некоторых случаях не обеспечиваются, то необходимо скорректировать результаты решения первого этапа задачи, а затем опять проверить техническую реализуемость равновесия (на втором этапе). Указанные итерации необходимо выполнять до тех

пор, пока техническая реализация экономического равновесия не будет подтверждена. Для выполнения второго этапа требуется решение вспомогательной задачи линейного программирования.

Поскольку в данной модели введено организационное разделение ЭЭС на отдельные генерирующие компании, то все соответствующие технико-экономические показатели, введенные ранее при описании базовой модели развития и режимов работы ЭЭС (рабочие и установленные мощности, топливные и капитальные затраты и др.), разделены не по узлам расчетной схемы ЭЭС (как в базовой модели), а по ГенКо. Соответственно, в указанных технико-экономических показателях индекс узла j ($j \in J$) заменен на индекс компании l ($l \in L$, L – общее количество компаний). Ниже эти показатели представлены, как относящиеся к ГенКо.

Заданы: общий список компаний $L = \{ "A", "B", \dots \}$; набор констант $c = \{c_{li}, l \in L, i \in I\}$, в котором c_{li} – удельные топливные издержки на генерацию электроэнергии станциями типа i , принадлежащими компании l ; набор констант $k = \{k_{li}, l \in L, i \in I\}$, в котором k_{li} – удельные капвложения, осуществляемые компанией l в развитие электростанций типа i ; константа f – коэффициент возврата капитала (CRF); набор констант $b = \{b_{li}, l \in L, i \in I\}$, в котором b_{li} – постоянные эксплуатационные издержки станций типа i компании l ; набор констант $z^0 = \{z_{li}^0, l \in L, i \in I\}$, в котором z_{li}^0 – имеющийся уровень установленных мощности станций типа i , принадлежащих компании l , с учетом демонтажа и predetermined вводов в течение расчетного периода; набор констант $\bar{z} = \{\bar{z}_{li}, l \in L, i \in I\}$, в котором \bar{z}_{li} – максимально возможный уровень установленной мощности станций типа i , принадлежащих компании l ; константа \bar{v} – прогнозируемый годовой максимум электрической нагрузки потребителей; набор констант $w = \{w_{st}, s \in S, t \in T\}$, в котором w_{st} – прогнозируемый спрос на мощность в каждый час t в рабочие дни в сезоне s ; набор констант $h = \{h_{st}, s \in S, t \in T\}$, в котором h_{st} – прогнозируемый спрос на мощность в каждый час t в выходные дни в сезоне s ; набор констант

$\alpha^w = \{\alpha_{lis}^w, l \in L, i \in I, s \in S\}$, в котором α_{lis}^w – коэффициент минимально допустимой мощности в сезон s в рабочие дни станций типа i , принадлежащих компании l ; набор констант $\alpha^h = \{\alpha_{lis}^h, l \in L, i \in I, s \in S\}$, в котором α_{lis}^h – коэффициент минимально допустимой мощности в сезон s в выходные дни станций типа i , принадлежащих компании l ; набор констант $\beta = \{\beta_{lis}, l \in L, i \in I, s \in S\}$, в котором β_{lis} – коэффициент максимально допустимой мощности в сезон s станций типа i , принадлежащих компании l ; константа d – свободное слагаемое в линейной функции спроса на электроэнергию; константа q – коэффициент, определяющий переменную составляющую линейной функции спроса.

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

Остальные параметры и индексы, используемые при описании равновесных моделей и не представленные здесь, уже пояснялись.

Как видно из вышеприведенного списка, в нём отсутствуют параметры, связанные с линиями электропередачи. Т.е., как отмечалось ранее, в модели рассматривается концентрированная ЭЭС, в которой не представлена электросетевая инфраструктура. Это обусловлено, как также указывалось, теоретической неразрешённостью (на данный момент) вопроса учёта сетей при определении равновесных состояний.

Указанное допущение, очевидно, упрощает модель. В то же время, при решении задач развития ЭЭС можно предполагать, что электрические сети могут быть введены в таком объеме, когда они не создают существенных ограничений

на выдачу мощности электростанций и её передачу в узлы потребления. Такое предположение исходит из того, что ввод сетей рассматривается как «подстроечное» мероприятие в процессе развития ЭЭС [4]. В связи со сказанным, модели с указанным упрощением имеют определённую область использования. Очевидно, они не могут применяться в задачах обоснования развития электрических сетей, в т.ч. внешних электрических связей. Для этих задач используется модель развития и режимов и её модификация, рассмотренные выше. Равновесные модели могут применяться для обоснования развития генерирующих мощностей в энергосистемах с развитой электросетевой инфраструктурой при учёте их структурной организации.

Каждая компания $l \in L$ функционирует, исходя из максимума получаемой прибыли, которая является целевой функцией компании l . Она определяется следующим образом:

$$\sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w (p - c_{li}) x_{list} + \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h (p - c_{li}) y_{list} - f \sum_{i \in I} k_{li} (z_{li} - z_{li}^0) - \sum_{i \in I} k_{li} b_{li} z_{li} \rightarrow \max, \quad (4.16)$$

$$l \in L$$

Первые два слагаемых в сумме представляют собой разницу дохода, получаемого компанией, и топливных затрат за год. Третьим слагаемым являются затраты на вводы новых генерирующих мощностей, приведенные к годовой размерности с использованием коэффициента возврата капитала (CRF – f), а четвертое – годовые постоянные затраты на эксплуатацию генерирующих мощностей.

Установленные мощности должны быть не меньше существующих (с учётом предопределённых вводов и демонтажа энергооборудования за расчётный период) и не больше максимально возможных:

$$z_{li}^0 \leq z_{li} \leq \bar{z}_{li}, l \in L, i \in I. \quad (4.17)$$

В силу технических требований, вводятся ограничения на рабочие мощности, которые имеют вид

$$\alpha_{lis} z_{li} \leq x_{list} \leq \beta_{lis} z_{li}, l \in L, i \in I, s \in S, t \in T, \quad (4.18)$$

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

Ограничения для ГЭС записываются для каждого сезона/года (в зависимости от объёма водохранилищ ГЭС и вида их регулирования, что подробно рассматривалось при описании модели ОРИРЭС). Что же касается ГАЭС, то их учет в модели как системного объекта пока упрощен. Поскольку в модели задается одна среднегодовая цена, то, учитывая потери на цикл заряда-разряда, их использование в таких условиях убыточно. Поэтому было принято, что ГАЭС получает энергию для заряда по стоимости топливных издержек АЭС. Такое предположение оправдано, поскольку ГАЭС заряжаются в период ночного провала суточного графика нагрузки от базисных электростанций. При указанном предположении участие ГАЭС в энергобалансах становится экономически эффективным.

Также вводятся дополнительные режимные ограничения на выработку электростанций в ночные часы (за исключением АЭС) и на сезонную выработку. Кроме того, учитываются ограничения на суммарную годовую выработку тепловых и атомных станций.

Следует отметить, что резервы мощностей учитываются в модели частично путем задания коэффициента готовности (набор констант $\beta = \{\beta_{is}, l \in L, i \in I, s \in S\}$, см. выше). Более полный их учет в однопродуктовой модели, где торговля осуществляется только одним товаром – электроэнергией – не представляется возможным. Для этого требуется дополнительно ввести в рассмотрение торговлю мощностью, что и осуществляется в двухпродуктовой модели в следующем параграфе.

В модели учитывается, что потребители электроэнергии могут реагировать в долгосрочной перспективе на уровни цен, меняя объемы своего потребления. В общем виде функция спроса на электроэнергию представлена следующим выражением:

$$D(p) = d - qp, \quad (4.19)$$

где D – функция спроса на электроэнергию от цены p на неё; остальные показатели из выражения (4.19) пояснялись выше.

Поскольку в данном случае рассматривается задача долгосрочного развития и инвестирования, то ФС на электроэнергию, очевидно, является долгосрочной. Фактически это функция спроса на электроэнергию для расчётного года. В условиях, когда история развития рыночных отношений в электроэнергетике (не только в России, но и за рубежом) относительно непродолжительна, определение такой функции является непростой задачей. Как отмечалось, все зависимости в модели принимаются линейными. Предположение о линейности ФС упрощает подход к ее построению. Он состоит из последовательности нескольких шагов, представленных ниже. Схожий подход использовался для построения ФС в [187].

А) На принятый расчётный год из разработанных директивных документов развития электроэнергетики (Стратегий, Схем, Программ верхнего государственного уровня, указанных ранее при рассмотрении СУРЭ) принимается некоторый уровень (или уровни, при рассмотрении нескольких сценариев развития) электропотребления. В указанных документах покрытие электропотребления рассчитывается оптимальным образом с точки зрения ввода и загрузки генерирующих мощностей. Иначе говоря, это покрытие осуществляется в условиях совершенной конкуренции.

Б) Для каждого из принятых уровней электропотребления рассчитывается цена электроэнергии, равная долгосрочным предельным затратам покрытия данного электропотребления. Эта цена определяется при условии, когда энергокомпании совместно максимизируют функцию общественной эффективности с использованием специальной версии оптимизационной модели совершенного рынка [31]. Эта версия является вспомогательной, незначительно отличающейся от базовой версии модели ОРИРЭС, и поэтому она специально не описывалась выше в составе группы оптимизационных математических моделей. Цена в данной версии модели выступает экзогенным фактором, изменяющимся с определённо заданным шагом. Расчёты проводятся при нарастающей цене, пока выработка не обеспечит покрытие заданного спроса (определённого на предыдущем шаге). Таким образом, получается одна точка ФС (электропотребление – цена).

В) Анализируются имеющиеся источники информации, и на основе этого анализа оценивается долгосрочная эластичность спроса на электроэнергию. Конкретные оценки эластичности будут приведены в главе 6 при рассмотрении выполненных прикладных исследований развития электроэнергетики в условиях её организационного разделения.

Г) Поскольку ФС линейна, зная одну точку этой функции и эластичность спроса, можно определить коэффициенты d и q , однозначно связывающие спрос D и цену p на электроэнергию в выражении 4.19, используя для этого следующие соотношения [29]:

$$q = e_0 \frac{D_0}{p_0}, \quad (4.20)$$

$$d = (1 + e_0)D_0, \quad (4.21)$$

где D_0 – спрос на электроэнергию, определяемый на шаге А;

p_0 – цена на электроэнергию, рассчитанная при заданном спросе D_0 на этапе Б на специальной версии модели совершенного рынка ОРПЭС;

e_0 – долгосрочная эластичность спроса на электроэнергию, принятая на этапе В.

Выражение функции спроса (4.19) требует «привязки» к рассматриваемой модели. Для этого вводится переменный годовой максимум нагрузки v , $0 \leq v \leq \bar{v}$, учитывающий реакцию потребителей на цену электроэнергии. Предварительно определим величины $\bar{v} = \max_{s \in S, t \in T} \{w_{st}\}$ – годовой максимум электрической нагрузки и нагрузки потребителей по часам t и сезонам s , выраженные в относительных единицах от годового максимума:

$$\delta_{st}^w = \frac{w_{st}}{\bar{v}}, \delta_{st}^h = \frac{h_{st}}{\bar{v}}, s \in S, t \in T. \quad (4.22)$$

Считая, что снижение величины годового максимума пропорционально отражается в снижении нагрузок по часам и сезонам, баланс рабочих мощностей запишется следующим образом:

$$\begin{aligned} \sum_{l \in L} \sum_{i \in I} x_{list}^*(p) &= \delta_{st}^w v, \quad s \in S, t \in T, \\ \sum_{l \in L} \sum_{i \in I} y_{list}^*(p) &= \delta_{st}^h v, \quad s \in S, t \in T. \end{aligned} \quad (4.23)$$

Значение переменной v определяется из условия обеспечения равенства в следующем выражении:

$$v \left[\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w \delta_{st}^w + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h \delta_{st}^h \right] = d - qp \quad (4.24)$$

Соотношение (4.24) представляет собой выражение функции спроса (4.19), «привязанное» к однопродуктовой равновесной модели.

Таким образом, модель состоит из системы задач линейного программирования (4.16)-(4.18), балансовых условий (4.23), условия равновесия (4.24), дополненных режимными ограничениями на годовую, сезонную, суточную и ночную выработку разных типов электростанций. В данном виде исследуемая задача представляет собой, так называемую, обратную задачу линейного программирования: найти значение $p^* \geq 0$ такое, что при $p = p^*$ оптимальные решения удовлетворяют соотношению (4.24).

Для нахождения равновесия, как указывалось ранее, используется методика Курно, согласно которой каждая компания по очереди максимизирует свою прибыль, изменяя объем предлагаемой годовой энергии (и, соответственно, p) при неизменном поведении остальных компаний до тех пор, пока цена p и годовые объемы электроэнергии не перестанут изменяться (т.е. когда для каждого участника будет невыгодно отклоняться от достигнутого состояния – что и является равновесием по Нэшу, как отмечалось выше). На этом завершается первый этап решения задачи.

На втором этапе возникает задача распределения полученного годового равновесного объема предложения электроэнергии из (4.24) в соответствии с равенствами (4.23). Для этого решается вспомогательная задача линейного программирования, что совместно с введением дополнительных режимных ограничений позволяет добиться покрытия графиков нагрузки с приемлемой точностью.

4.3.2. Двухпродуктовая равновесная модель

При разработке данной модели за основу была взята однопродуктовая равновесная модель. В связи с этим двухпродуктовая модель здесь полностью не описана, а только показаны соотношения, которые потребовалось добавить, либо скорректировать по сравнению с однопродуктовой моделью.

В двухпродуктовой модели появляется дополнительно переменная цены на мощность (p^c). Чтобы отличить её от переменной цены на электроэнергию, последняя также получает соответствующий индекс (p^e). В результате целевая функция модели запишется как:

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w (p^e - c_{li}) x_{list} + \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h (p^e - c_{li}) y_{list} + \\ & + \sum_{i \in I} (p^c - k_{li} b_{li}) z_{li} - f \sum_{i \in I} k_{li} (z_{li} - z_{li}^0) \rightarrow \max, \quad l \in L. \end{aligned} \quad (4.25)$$

В двухпродуктовой модели должны быть две функции спроса: на электроэнергию и мощность. Они приведены в выражениях (4.26) и (4.27), соответственно. Функция спроса на мощность, также, как и функция спроса на электроэнергию, принята линейной.

$$D^e(p^e) = d - qp^e, \quad (4.26)$$

$$D^c(p^c) = m - np^c, \quad (4.27)$$

где D^e – функция спроса на электроэнергию;

D^c – функция спроса на мощность;

m – свободное слагаемое функции спроса на мощность;

n – коэффициент при переменной составляющей функции спроса на мощность.

Коэффициенты функции спроса на мощность m и n определяются аналогично тому, как определялись коэффициенты d и q функции спроса на электроэнергию. При этом эластичность спроса на мощность принималась такой же, как и эластичность спроса на электроэнергию. Это обусловлено тем, что электроэнергия и мощность (точнее, максимум нагрузки потребителей электроэнергии для

расчётного года) однозначно связаны между собой коэффициентом, характеризующим режим электропотребления. Этот коэффициент (при упрощенном представлении указанной связи) равен числу часов использования максимума нагрузки в году. В рассматриваемом случае он является константой, поскольку на данном этапе исследований принималось, что режим электропотребления (или число часов использования максимума нагрузки потребителей в году) остаётся неизменным при изменении объёма потребления электроэнергии/мощности. Т.е. фактически предполагалось, что структура потребителей электроэнергии и, соответственно, электропотребления, не меняется при изменении его объёма.

Однако, указанное предположение достаточно условно. Скажем, при росте долгосрочной стоимости электроэнергии, различные потребители могут сократить спрос на неё (реализуя в перспективе энергосберегающие мероприятия, и/или, снижая производство своей продукции), в различной степени. Это вызвано тем, что разные потребители, имея различные режимы электропотребления и в различной степени сокращая свой спрос, изменяют и режим электропотребления в целом. Однако конкретно рассчитать, насколько изменится режим электропотребления, и даже сказать, в каком направлении произойдёт это изменение, на данном этапе исследований весьма затруднительно. Это требует специального и весьма трудоёмкого исследования. Кроме того, изменение режима электропотребления вследствие изменения его объёма, как реакция потребителей на меняющуюся цену, представляется относительно небольшим. В связи со сказанным и было принято указанное выше предположение.

Возвращаясь к модели, «привязанные» к двухпродуктовой модели равновесия функции спроса на электроэнергию и мощность будут иметь вид:

$$v \left[\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w \delta_{st}^w + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h \delta_{st}^h \right] = d - qp^e, \quad (4.28)$$

$$1,2v = m - np^c. \quad (4.29)$$

В выражении (4.29) левая часть равенства представляет собой спрос мощности, определяемый по равновесному годовому максимуму нагрузки v с учётом 20% -го норматива по резервированию.

В результате, совместное поведение ГенКо и потребителей в условиях торговли двумя продуктами, электроэнергией и мощностью, моделируется системой уравнений, состоящей из задач линейного программирования (4.17), (4.18), (4.25), балансовых условий (4.23), (4.28) и (4.29), дополненных режимными ограничениями на выработку разных типов электростанций, о которых упоминалось при описании однопродуктовой модели. Также в модели заданы ограничения на то, что топливные издержки окупаются за счет продажи электроэнергии, а постоянные эксплуатационные и инвестиционные издержки – за счёт продажи мощности (т.е. фактически введён запрет на перекрёстное субсидирование между рынками электроэнергии и мощности).

Данная модель, также как и однопродуктовая равновесная модель является двухэтапной. На первом этапе определяются основные годовые показатели ГенКо, а на втором – полученные годовые объёмы выработки электроэнергии распределяются по сезонам года и часам суток для обеспечения почасового баланса мощностей в ЭЭС.

4.4.Выводы по главе 4

1. Для решения сформированных в предыдущей главе методических задач разработана система математических моделей. Она включает качественно различающиеся, однако, дополняющие друг друга модели, в т.ч. оптимизационные (прямые и двойственные) и равновесные. Объединение указанных моделей в единую систему и совместное применение их для исследования и обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, даёт новое качество получаемых результатов. Так, данная система позволяет комплексно исследовать электроэнергетику с рассмотрением технико-экономических и организационных факторов с учетом внешних электрических связей ЕЭС России и интересов субъектов электроэнергетики, дополняя исследования, проводимые в рамках имеющейся методологии обоснования развития электроэнергетики ИСЭМ СО ОРАН, рассмотрен-

ной в главе 1 данной диссертации. При этом, в качестве субъектов могут рассматриваться как отдельные энергокомпании, так и энергосистемы стран.

2. В составе указанной выше системы моделей разработана прямая модель оптимизации развития и режимов ЭЭС, с использованием которой осуществляется оптимизация энергообъединения в целом по единой целевой функции. Для разделения полученного в результате расчётов общего системного эффекта между странами-участниками объединения, учитывая, таким образом, организационное разделение МГЭО на национальные электроэнергетические комплексы, а также их интересы, дополнительно используется разработанная двойственная модель оптимизации развития и режимов ЭЭС и получаемые с её помощью долгосрочные двойственные оценки (множители Лагранжа).

3. Разработана модифицированная модель развития и режимов ЭЭС, в которой учитывается организационное разделение МГЭО на ЭЭС отдельных стран, с оптимизацией их целевых функций эффективности. Сопоставление и координация полученных для разных стран результатов позволяет определить взаимосогласованные (равновесные) решения по развитию МГЭС и объёмам обмена электроэнергией между ними.

4. Разработаны равновесные модели развития генерирующих мощностей, которые учитывают организационную разделённость ЭЭС на энергокомпании с оптимизацией целевых функций эффективности каждой энергокомпании. В т.ч. разработаны однопродуктовая модель с торговлей одним товаром – электроэнергией, и двухпродуктовая, когда торговля осуществляется электроэнергией и мощностью. Причём, торговля мощностью рассматривается как специальный механизм стимулирования вводов новых генерирующих мощностей. Равновесные модели позволяют исследовать электроэнергетику, с учётом её оргструктуры, определяя эффективные состояния каждой энергокомпании (на конец расчетного периода), как с точки зрения развития (вводов разного типа генерирующих мощностей), так и функционирования (загрузки разных типов энергооборудования). При этом достигается равновесное состояние по ЭЭС в целом, когда совокупное пред-

ложение ГенКо уравнивает агрегированный спрос потребителей электроэнергии при определённой цене равновесия, отклоняться от которого не выгодно ни одному участнику, согласно концепции равновесия Нэша. Такое состояние достигается за счёт итерационной увязки, выполняемой с использованием подхода Курно. Также учитывается несовершенство конкуренции, когда генерирующие компании имеют возможность в целях максимизации своей эффективности демонстрировать т.н. стратегическое поведение, манипулируя загрузкой и вводами имеющихся электростанций, и в итоге негативно воздействуя на равновесную цену электроэнергии. Полученные таким образом решения не обязательно являются системно эффективными, но отражающими ситуацию несовершенного поведения энергокомпаний.

5. Близость технологической структуры указанных моделей также обуславливает и близость состава исходной информации для них. Хотя, конечно, имеются и некоторые отличия. В связи с этим, для обеспечения исходными данными представленного семейства моделей используется фактически общая информационная база, которая, однако, не является в полном смысле этого слова специализированной базой данных, построенной на основе современных технологий хранения данных и управления ими. Тем не менее, она отвечает предъявляемым к ней требованиям обеспечения необходимой информацией моделей для проведения исследовательских расчетов.

Часть III. Решение отдельных задач обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний

Очевидно, что в диссертационной работе решаются не все группы задач обоснования развития, и даже не все задачи из данных групп, поскольку, ввиду их многочисленности, нет возможности рассмотреть все из них, а, кроме того, ряд задач уже в той или иной степени были решены. Здесь решаются только те прикладные задачи, для которых в диссертации предлагаются и используются разработанные система методических положений и комплекс математических моделей.

Эти задачи, как может показаться на первый взгляд, являются весьма различными и принадлежат разным группам, охватывая обоснование развития внешних электрических связей и генерирующих мощностей ЭЭС (и отдельных ОЭС) России. Вместе с тем, они относятся к единой проблеме обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний России, являясь самостоятельными и весьма важными составными элементами этой проблемы, на последовательное решение которой, как в методическом, так и в прикладном плане, направлена диссертационная работа. Кроме того, и это даже более важно, решение указанных задач позволяет наглядно продемонстрировать в рамках совершенствуемой методологии обоснования учёт современных тенденций развития электроэнергетики, в т.ч. её интеграции и дерегулирования, фактически определяющий новизну диссертационной работы.

Изложенные далее результаты решения представленных задач в общем виде следуют этапам методологии обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний с учетом усовершенствований, предложенных в диссертации.

Данные задачи были предложены и сформулированы автором впервые. Их решение осуществлялось автором при участии д.ф.-м.н. Хамисова О.В., д.т.н. Беляева Л.С., к.т.н. Чудиновой Л.Ю., Савельева В.А., Семёнова К.А., Волковой Е.Д.

5. Обоснование развития внешних электрических связей ЕЭС России

Как отмечалось выше, Россия в той или иной степени электроэнергетически интегрирована и имеет достаточно развитые МГЭС со смежными странами в Центрально-Азиатском, Кавказском, Центрально-Европейском, Скандинавском направлениях, которые представлены электрическими сетями ЕЭС бывшего СССР, прежнего межгосударственного энергообъединения стран-членов СЭВ МИР и некоторыми другими. В данной главе приведены результаты обоснования развития внешних электрических связей ЕЭС России в достаточно новом для страны и пока ещё фактически не освоенном, Восточно-Азиатском направлении. Данная задача решается в рамках более общей проблемы обоснования развития межгосударственного энергообъединения в СВА с общесистемных позиций и с учётом его организационного разделения на национальные электроэнергетические комплексы, а также интересов России и других потенциальных участников МГЭО.

Как отмечалось выше, процессы электроэнергетической интеграции в СВА в силу различных причин идут медленнее, чем в других регионах мира, МГЭС здесь развиты весьма слабо, а МГЭО пока ещё не сформировано. Вместе с тем, как показывают выполненные исследования [13-16,33-36,179,188-203], при формировании МГЭО в данном регионе возможно получение весьма существенных интеграционных системных эффектов для всех участвующих сторон, в т.ч. для России. В настоящее время большое внимание, прежде всего со стороны национальных (государственных, научных, инжиниринговых, производственных) и международных организаций СВА, уделяется проблеме электроэнергетической интеграции в данном регионе, и разворачиваются работы по поддержке и продвижению МГЭС и МГЭО в регионе. Таким образом, рассмотрение восточно-азиатского направления развития внешних/межгосударственных электрических связей России (точнее её азиатских регионов, Сибири и Дальнего Востока) является весьма актуальным и своевременным.

Ниже излагаются результаты системных исследований технико-экономической эффективности и перспектив формирования МГЭО в СВА с учётом роли и эффективности вхождения России в это энергообъединение и её внешних электрических связей, полученные автором самостоятельно, либо при его непосредственном участии и руководстве [34,179-182, 188, 189, 192-202 и др.]. Данные исследования являются пионерными, поскольку моделирование и изучение всего регионального МГЭО с последующей оценкой его эффективности с позиций участвующих стран ранее не проводились. Позже появились сходные работы зарубежных авторов [35,36 и др.], однако они отличаются рядом упрощений. В частности: а) рассматриваются не все страны региона СВА, б) в некоторых узлах расчётной схемы СВА не учитываются нагрузка потребителей, и рассматриваются только генерирующие мощности, в) системные эффекты, возникающие в результате формирования МГЭО в СВА, не учитываются в полной мере и не распределяются между странами-участниками МГЭО.

5.1. Анализ закономерностей и тенденций электроэнергетической интеграции

В ходе первого этапа обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний с использованием методологии, представленной в главе 1 диссертации и усовершенствованной в главе 3, выполняется анализ закономерностей и тенденций этого развития. Применительно к решаемой здесь задаче это означает проведение анализа закономерностей и тенденций электроэнергетической интеграции. Однако этот анализ практически уже был выполнен в главе 2 диссертации, поэтому проводить его вновь не требуется.

Основные выводы, которые были сделаны в результате выполнения указанного анализа, состоят в том, что электроэнергетическая интеграция является глобальным процессом, протекающим во всех регионах мира и охватывающим как экономически развитые, так и беднейшие страны. Данный процесс продолжает

развиваться, и наблюдается переход от формирования отдельных региональных МГЭО к созданию межрегиональных и континентальных межгосударственных суперэнергообъединений. Начинают просматриваться контуры первых межконтинентальных объединений.

Для реализации МГЭС используются линии переменного и линии и вставки постоянного тока. Причем, во многих случаях, для улучшения управляемости и надежности сложных МГЭО или там, где физически невозможно применение технологии переменного тока, используются ВПТ и ППТ.

Следует также указать, что развитие межгосударственного электроэнергетического сотрудничества стран СВА пока находится на начальной стадии. В настоящее время здесь действуют только отдельные трансграничные линии электропередачи, в основном, напряжением 110-220 кВ с пропускной способностью до 250-300 МВт преимущественно для приграничной торговли электроэнергией. Такие линии существуют между Россией и Монголией, Россией и Китаем, Китаем и Монголией [13]. В 2011 г. была построена экспортная ЛЭП 500 кВ от подстанции Амурская (РФ) до подстанции Хэйхэ (КНР) со вставкой постоянного тока пропускной способностью 750 МВт. В последние годы в регионе реализовано несколько МГЭС напряжением 220 кВ для электроснабжения из Китая быстро развивающихся горно-добывающих предприятий Юго-Востока Монголии. Однако, в целом это картины не меняет, и электроэнергетическая интеграция в регионе остаётся на весьма низком уровне.

5.2. Анализ ЕЭС/ОЭС России и ЭЭС смежных стран

Второй этап исследований предполагает выполнение анализа ЭЭС стран региона СВА, в ходе которого были изучены многочисленные источники информации, включая отчеты о деятельности электроэнергетических компаний и регулирующих их государственных органов, национальные энергетические стратегии, схемы и программы, исследования сценариев перспективного развития электро-

энергетики Китая, Японии, Южной Кореи, КНДР, Монголии и России и другие документы и материалы. Были проведены поиск, систематизация разнородных ресурсных, системных, технических, экономических и других данных, приведение их в соответствие с форматом, необходимым для использования в математических моделях. В результате была наполнена необходимыми данными информационная база, представленная в предыдущей главе диссертации в рамках информационно-вычислительной системы для исследований. Часть указанной информации описана и в обобщённом и визуализированном виде представлена ниже.

5.2.1. Современное состояние и перспективы развития ЭЭС стран СВА

Обобщенная характеристика электроэнергетики стран Северо-Восточной Азии представлена в таблице 5.1. Как видно, лидирующая роль в электроэнергетике СВА принадлежит Китайской Народной Республике (КНР). По темпам роста электропотребления и масштабам развития этого сектора она давно превосходит многие страны, а по уровню производства электроэнергии с 2011 г. занимает первое место в мире.

КНР располагает значительными запасами природных энергетических ресурсов: угля, гидроэнергии, нефти, газа. В структуре этих запасов преобладает уголь. Гидроэнергетический потенциал страны существенно ниже и сосредоточен в основном на юге и юго-западе страны, а запасы нефти относительно невелики. Имеются также большие запасы шельфового газа, однако они пока не используются из-за труднодоступности. Весьма велик потенциал ветровой и солнечной энергии.

Преобладание угля в структуре традиционных топливно-энергетических ресурсов обусловило преимущественно угольную ориентацию электрогенерирующих источников, доля которых составляет 70% от общей установленной мощности электростанций в стране. На долю гидроэлектростанций приходится около

четверти, а на атомные электростанции – чуть более 1% установленных мощностей. При этом ТЭС на угле обеспечивают 80% общего производства электроэнергии в стране, а ГЭС – около 15%. Угольная направленность электроэнергетического сектора Китая неизбежно сохранится на всю видимую перспективу [204,205].

Таблица 5.1 – Общая характеристика стран и регионов СВА, 2016-2017 гг.

| Показатель | КНР | Сибирь ¹⁾ | РДВ ²⁾ | РК | КНДР | Япония | Монголия |
|--|--------|----------------------|-------------------|-------|------|--------|----------|
| Площадь территории, млн. км ² | 9598 | 5115 | 6169 | 99 | 121 | 373 | 1565 |
| Население, млн. человек | 1390 | 19,3 | 4,2 | 51,4 | 25,5 | 126,8 | 3,1 |
| Производство электроэнергии, ТВт·ч | 6417,9 | 202,7 | 36,9 | 576,4 | 16,9 | 1044,6 | 6,0 |
| То же на душу населения, кВт·ч/чел. | 4617 | 10500 | 8790 | 11210 | 660 | 8240 | 1935 |
| Установленная мощность электростанций, ГВт | 1777,1 | 51,9 | 9,5 | 120,8 | 7,7 | 300,2 | 1,2 |
| в т.ч. ТЭС | 1057,0 | 26,6 | 5,8 | 78,7 | 3,0 | 185,6 | 1,1 |
| ГЭС и ГАЭС | 343,6 | 25,3 | 3,3 | 6,5 | 4,7 | 50,0 | 0,03 |
| АЭС | 35,8 | – | – | 22,5 | – | 41,5 | – |
| ВИЭ и прочие | 340,7 | – | 0,4 | 13,1 | – | 23,1 | 0,07 |

¹⁾ Производство электроэнергии и установленная мощность приведены для ОЭС Сибири.

²⁾ Производство электроэнергии и установленная мощность приведены для ОЭС Востока.

Серьезным следствием такого положения является загрязнение окружающей среды продуктами сжигания угля. Поэтому актуальной проблемой для КНР в настоящее время является снижение выбросов диоксида углерода и других загрязняющих веществ. Для решения этой проблемы планируется, прежде всего, развитие атомной и возобновляемой энергетики (гидравлической, ветровой и солнечной) [204]. Долю АЭС в структуре генерирующих мощностей КНР к 2030 г. планируется увеличить до 16, а долю ВИЭ и ГЭС до 44% [15]. При этом основные вводы генерирующих мощностей намечается производить на мощных (десят-

ки ГВт) ветровых, солнечных и угольных энергетических комплексах на территории Северного, Северо-Восточного и Северо-Западного Китая.

В связи с этим возникает необходимость выдачи мощности указанных комплексов в районы Восточного и Центрального Китая с постоянно растущей потребностью в электроэнергии, но бедные собственными энергоресурсами. Кроме того, требуется обеспечение эффективного использования стохастически неравномерной энергоотдачи ветровых и солнечных электростанций. Поэтому требуется существенное усиление национальной электрической сети (НЭС) КНР за счёт строительства линий электропередачи ультра – и сверх высокого напряжения до 1000 кВ переменного и до ± 800 кВ и даже ± 1100 кВ постоянного тока. Определённую роль в решении данных проблем может сыграть и развитие электрических связей НЭС Китая с энергообъединениями восточных районов России и других стран СВА. Следует добавить, что частота электрического тока в ЭЭС КНР равна 50 Гц.

В Российской Федерации также проявляется интерес к развитию межгосударственных электрических связей со странами СВА [202]. Наличие больших запасов энергоресурсов (угля, гидроэнергии, природного газа – см. таблицу 5.2) в Сибири и на Российском Дальнем Востоке (РДВ) позволяют не только покрывать растущие собственные потребности в топливе и электроэнергии, но и продавать топливо и электроэнергию в другие страны, прежде всего, восточно-азиатские. В свою очередь эти страны проявляют интерес к развитию электрических связей с ОЭС Сибири и ОЭС Востока. Особенно их привлекает возможность получения экологически чистой электроэнергии, вырабатываемой ГЭС и в перспективе Тугурской приливной электростанцией [202]. Как уже отмечалось, в настоящее время электроэнергия поставляется из России в северо-восточные провинции КНР и в Монголию в относительно небольших объёмах, суммарно порядка 3,5 млрд. кВт·ч/год.

Значительно повышает эффективность сооружения МГЭС системные интеграционные эффекты, которые получаются при объединении ЭЭС России и дру-

гих стран СВА на совместную работу. Наибольший эффект может дать снижение потребности в генерирующих мощностях за счёт разносезонности и разновременности прохождения годовых максимумов электрической нагрузки в восточных регионах России и в странах и на территориях с жарким климатом (Япония, значительная часть Китая, Республика Корея) [13,202].

Частота электрического тока в ЕЭС России, также как и в ЭЭС Китая составляет 50 Гц.

Япония по уровню развития электроэнергетики находится на втором месте в регионе после Китая (см. таблицу 5.1). До аварии на АЭС Фукусима-1 она занимала первое место в СВА по развитию атомной энергетики. АЭС обеспечивали около трети производства электроэнергии в стране. Указанная авария принципиально изменила ситуацию в электроэнергетике Японии. Были остановлены атомные электростанции. Прекращение производства электроэнергии на них пришлось компенсировать дополнительной загрузкой тепловых электростанций и с соответствующим увеличением импорта органического топлива. Как следствие, возросла стоимость электроэнергии.

Специалистами Японии обоснована необходимость сохранения в работе, несмотря на протесты населения, атомных электростанций суммарной мощностью около 30 ГВт [206] при повышении требований к надёжности их оборудования и снижении рисков радиационного заражения. Наряду с широким развитием возобновляемой энергетики на ближайшую перспективу в стране придётся развивать и тепловую электроэнергетику с сохранением импорта органического топлива. В этих условиях существенно улучшить ситуацию могло бы развитие МГЭС с соседними странами и импорт электроэнергии, в т.ч. экологически чистой, из России и Китая. Предлагаются разные проекты МГЭС между Японией и странами СВА [14,202], для обоснования которых требуются дополнительные исследования.

ЭЭС Японии разделена на две зоны, работающие с разной частотой электрического тока. Северная зона работает с частотой 50 Гц, а южная – 60 Гц. Между собой они соединены ВПТ общей пропускной способностью более 1 ГВт.

Очень высоким уровнем развития электроэнергетики характеризуется Республика Корея, в которой производство электроэнергии на душу населения выше, чем в других странах СВА. Структура генерирующих мощностей РК (см. таблицу 5.1) аналогична японской, и она испытывает те же проблемы с ограниченностью собственных энергоресурсами, что и островная Япония.

РК проявляет интерес к развитию электрических связей с Россией, и как показали работы ИСЭМ СО РАН и Корейского исследовательского института электротехнологий – КЕРИ (Korea Electrotechnology Research Institute – KERI), объединение ОЭС Востока и ЭЭС РК технически возможно и экономически эффективно [33,207]. Однако серьёзным препятствием для этого является нестабильная политическая обстановка на Корейском полуострове.

Частота электрического тока в ЭЭС РК составляет 60 Гц, как и в южной зоне японской национальной ЭЭС.

Роль Монголии в развитии межгосударственных электрических связей в СВА, несмотря на относительно слабое развитие её электроэнергетики (см. таблицу 5.1), существенна. Она давно сотрудничает с Россией в области электроэнергетики. Действует межгосударственная ЛЭП "Гусиноозерская ГРЭС – Дархан – Улан-Батор". Сейчас Монголия стремится активно развивать МГЭС с Китаем. Через её территорию возможно прохождение МГЭС между РФ и КНР. В случае реализации проекта развития возобновляемой энергетики Гобитэк роль этой страны в формировании МГЭО Северо-Восточной Азии может стать определяющей [15].

Частота электрического тока в ЭЭС Монголии равна 50 Гц, поэтому её электрические связи с ЭЭС России и Китая, имеющих ту же частоту, могут выполняться линиями переменного тока.

Потенциальным рынком электроэнергии для России и других стран региона может стать Корейская Народно-Демократическая Республика, которая испыты-

вадет дефицит топлива и электроэнергии. Однако пока взаимоотношения с ней в области электроэнергетики сдерживаются, в основном, по политическим мотивам.

Частота электрического тока в ЭЭС этой страны – 60 Гц, такая же, как и в ЭЭС РК, поскольку эти два государства Корейского полуострова до 1945 г. были единой страной и имели общую электроэнергетическую инфраструктуру.

Как видно из вышесказанного, в ЭЭС стран СВА используется разная частота электрического тока, а в Японии национальная ЭЭС даже разделена на зоны, имеющие различную частоту. Поэтому объединение стран региона требует применения технологий передачи электроэнергии на постоянном токе. Причём ВПТ и ППТ требуются не только в тех случаях, когда физически невозможно соединить ЭЭС, имеющие разную частоту электрического тока, но и тогда, когда частота в соединяемых энергосистемах одинакова. В последнем случае это требуется, как отмечалось ранее, для повышения надежности и улучшения режимов совместно работающих ЭЭС.

На рисунке 5.1 представлено электропотребление в странах и регионах СВА [208-218 и др.], которые предполагается охватить МГЭО. Как видно, в настоящее время оно составляет около 3100 ТВт·ч/год, причем две трети этого объема приходятся на Северный Китай и Японию (разделяясь примерно поровну между ними). К 2035 г. электропотребление МГЭО, как ожидается, возрастает более, чем в два раза, до 6400 ТВт·ч/год. При этом, потребление электроэнергии в Японии практически стагнирует на протяжении всего расчетного периода, в то время как в СК оно возрастает почти в три раза. Такими же темпами развивается и СВК. Вместе два этих региона Китая, согласно имеющимся оценкам, обеспечивают более 60% всего электропотребления МГЭО СВА на уровне 2035 г.

Фактическое отсутствие роста электропотребления в Японии в рассматриваемой перспективе объясняется тем, что после фукусимской аварии и закрытия части атомных электростанций, о чём говорилось выше, для обеспечения электроэнергетического баланса в стране существенные меры предпринимаются не только в области генерации электроэнергии, но и в сфере её экономии. К ним относят-

ся, в частности широкое применение высокоэнергоэффективных инновационных интеллектуальных технологий в бытовых и промышленных электроприёмниках.

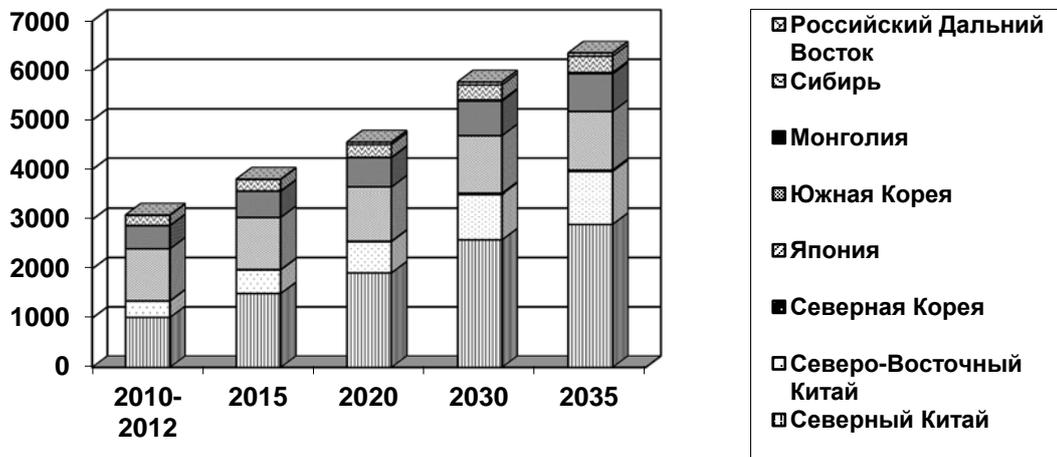


Рисунок 5.1 – Современное состояние и прогноз спроса на электроэнергию в странах и регионах, охватываемых потенциальным МГЭО СВА, ТВт·ч/год

На рисунке 5.2 представлены годовые максимумы электрической нагрузки в странах и регионах МГЭО СВА, а на рисунках 5.3-5.5 – годовые и суточные графики нагрузки, полученные из [216-219 и др.]. Как следует из рисунка 5.2, ожидается весьма существенный рост максимумов электрических нагрузок, который фактически повторяет рост электропотребления по странам и региону в целом. Как видно из рисунка, сумма годовых максимумов электрической нагрузки, превышающая в настоящее время 500 ГВт, к 2035 г. возрастет более, чем вдвое.

Однако, электропотребление не характеризуется только объёмом потребляемой электроэнергии и максимумом нагрузки. Весьма важным фактором при моделировании и исследовании перспектив развития ЭЭС является режим потребления электроэнергии, который характеризуется графиками электрической нагрузки.

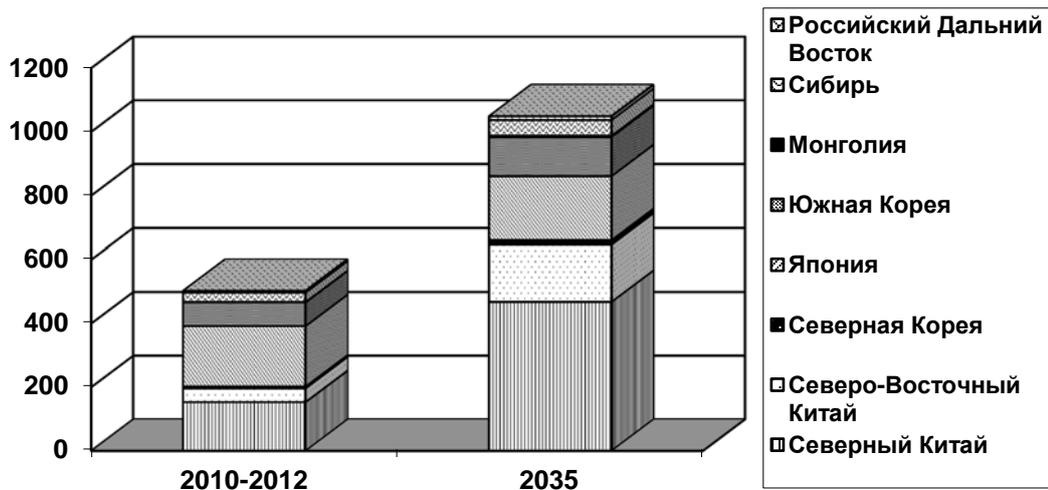


Рисунок 5.2 – Максимумы электрических нагрузок в странах и регионах МГЭО СВА, ГВт

Годовые графики электрической нагрузки, отражающие региональные и национальные модели электропотребления, существенно различаются между собой (рисунок А.1 Приложения А). Это обусловлено различием климатических и социально-экономических условий, в частности развитием кондиционирования в регионах с высокими летними температурами, в разных странах СВА. Так, в некоторых странах и регионах годовые максимумы электрической нагрузки приходятся на лето (СК, Япония), в других – на зиму (Сибирь, РДВ, СВК, Монголия) [13]. При объединении энергосистем с такими графиками, совмещенный график МГЭО будет иметь меньший годовой максимум, чем сумма максимумов, представленная на рисунке 5.2.

Конфигурации суточных графиков нагрузки также различаются для разных стран и регионов СВА (рисунки А.2 и А.3 Приложения А), а их совмещение даст дополнительный мощностной системный эффект. Различие суточных графиков нагрузки обусловлено, прежде всего, различными часами наступления максимума нагрузки вследствие нахождения территорий в разных часовых поясах.

5.2.2. Техничко-экономические показатели электроэнергетических объектов МГЭО

Важное значение при исследовании внешних электрических связей ЕЭС России уделяется технико-экономическим показателям генерирующих источников и электрических сетей. Причем рассматриваются как российские, так зарубежные источники и сети, что позволяет оценить эффективность межгосударственных электрических связей и объединений, как с системных позиций, так и с позиции России.

В таблицах 5.2-5.4 приведены технико-экономические показатели российских и зарубежных электростанций. Указаны только оптимизируемые в модели типы электростанций. Вводы ТЭЦ не оптимизируются (т.к. они определяются не электроэнергетическими балансами, а потребностью в тепле), а задаются согласно национальным программам развития теплофикации. Поэтому капвложения в развитие ТЭЦ не задавались в модели и не приводятся в таблице 5.2. В то же время выработка электроэнергии на ТЭЦ оптимизировалась, для чего задавались их топливные затраты, представленные в таблице 5.4. В качестве источников информации были использованы [220-222 и др.].

Таблица 5.2 – Капвложения в новые электростанции, дол./кВт

| Типы электростанций Страны | ГЭС | ГАЭС | КЭС | | | АЭС |
|-------------------------------|------|------|-----------|----------|----------|------|
| | | | угольные | газовые | мазутные | |
| Россия | 3000 | - | 1600-2200 | 800-1200 | - | 2800 |
| Монголия | 3200 | 2400 | 1100 | - | - | - |
| Китай | 2500 | 900 | 800 | - | - | 2500 |
| РК | 2500 | 980 | 1390 | 840 | 1900 | 2350 |
| КНДР | 2500 | - | 2000 | 1200 | 1500 | - |
| Япония | 8500 | 2400 | 2600 | 1100 | 1900 | 5500 |

Таблица 5.3 – Постоянные эксплуатационные издержки в новые электростанции, % от капвложений

| Типы электростанций Страны | ГЭС | ГАЭС | КЭС | | | АЭС |
|-------------------------------|-----|------|----------|---------|----------|-----|
| | | | угольные | газовые | мазутные | |
| Россия | 3 | - | 7,5 | 8 | - | 8 |
| Монголия | 3 | 5 | 7,5 | - | - | - |
| Китай | 3 | 5 | 7,5 | - | - | 10 |
| РК | 3 | 3,3 | 5,5 | 5 | 5 | 12 |
| КНДР | 3 | - | 7,5 | 8 | 5 | - |
| Япония | 3 | 5 | 7,5 | 8 | 7 | 10 |

Таблица 5.4 – Топливные издержки, дол./МВт·ч

| Типы электростанций Страны | КЭС | | | ТЭЦ | | | АЭС |
|-------------------------------|----------|---------|----------|----------|---------|----------|-----|
| | угольные | газовые | мазутные | угольные | газовые | мазутные | |
| Россия | 16-24 | 25-49 | - | 16-19 | 33-41 | - | 4-5 |
| Монголия | 23 | - | - | 23 | - | - | - |
| Китай | 23 | - | - | 20 | 40 | - | 9,3 |
| РК | 38 | 140 | 230 | 36 | 138 | - | 8 |
| КНДР | 24 | 50 | 100 | 24 | - | - | - |
| Япония | 38 | 140 | 230 | 36 | 138 | 226 | 9,3 |

Для России и Китая данные приведены только по регионам, входящим в потенциальное МГЭО СВА, т.е. для территорий, охватываемых ОЭС Сибири и Востока, а также Северного и Северо-Восточного Китая. Некоторые российские данные представлены диапазоном значений, что отражает большую детальность информации, различающуюся по рассматриваемым регионам страны. Зарубежные данные в силу их ограниченности представлены некоторыми осредненными значениями.

В таблице 5.5 представлены исходные данные по МГЭС, рассматриваемым в рамках энергообъединения в СВА и задаваемым в модели для проведения оптимизационных исследований этого МГЭО. Данные линии отражены на расчётной схеме МГЭО, принятой в исследованиях и представленной далее на рисунке 5.3.

Представленные в таблице 5.5 характеристики являются обобщёнными, и получены на основе первичных исходных данных по удельной стоимости воз-

душных и кабельных линий электропередачи (на 1 км) и преобразовательных подстанций (на 1 кВт), а также протяжённости трасс линий в разных странах, приведенных в таблицах А.1 и А.2 Приложения А. Стоимость зарубежных линий принималась из [223-226 и др.]. Стоимость линий для России рассчитывалась на основе данных и согласно методическим положениям, изложенным в Справочнике по проектированию электрических сетей [227]. Потери на передачу осреднённо принимались из [228, 229].

Таблица 5.5 – Данные по МГЭС

| №№ | Линии | Капвложения, дол./кВт пропускной способности линии | Постоянные эксплуатационные затраты, % от капвложений | Потери на передачу электроэнергии, % |
|-----|--|--|---|--------------------------------------|
| 1. | Сибирь - Монголия | 420 | 4 | 5,0 |
| 2. | Монголия - Северный Китай | 260 | 4 | 5,6 |
| 3. | Сибирь - Северо-Восточный Китай | 520 | 4 | 4,8 |
| 4. | Дальний Восток России (материк) - Северо-Восточный Китай | 270 | 4 | 4,9 |
| 5. | Дальний Восток России (материк) - КНДР | 280 | 4 | 7,1 |
| 6. | КНДР - РК | 180 | 4 | 1,0 |
| 7. | РК - Япония | 950 | 5 | 3,7 |
| 8. | Северо-Восточный Китай - КНДР | 180 | 4 | 1,8 |
| 9. | Дальний Восток России (материк) - Сахалин | 550 | 5 | 3,4 |
| 10. | Сахалин - Япония | 900 | 5 | 4,6 |
| 11. | Сибирь - РК | 600 | 4 | 14 |

Предполагалось, что МГЭС реализуются воздушными и подводными кабельными линиями постоянного тока напряжением ± 800 кВ. Последние необходимы для преодоления водных преград, в частности проливов Невельского между материком и о.Сахалин и Лаперуза между о.Сахалин и о.Хоккайдо, а также Ко-

рейского пролива между Корейским полуостровом и островами Кюсю и Хонсю Японского архипелага.

Следует отметить, что указанные МГЭС не формируют единой сети постоянного тока, что объясняется требованиями обеспечения необходимого уровня надежности в отсутствие выключателей постоянного тока на сверхвысокие напряжения и большие мощности отключения. Хотя работы по созданию таких выключателей идут и продвинулись довольно далеко, перспективы создания промышленных образцов и внедрения их на практике пока ещё не вполне определены [230]. Используются двухподстанционные, реже трехподстанционные (Сибирь-Монголия-Северный Китай, Дальний Восток России-КНДР-РК и некоторые другие) ППТ.

Для учета в расчётах экологических факторов принималась цена выбросов диоксида углерода в размере 30 дол. за тонну CO_2 [231,232].

Возобновляемые источники электроэнергии уже сейчас играют весьма заметную роль в электроэнергетических балансах стран СВА, в т.ч. Китая, Японии, частично Южной Кореи. В перспективе они займут важное место в электроснабжении потребителей электроэнергии в регионе. Поэтому, рассмотрению и учёту ВИЭ в рамках потенциального МГЭО в регионе было уделено особое внимание.

Так, были проанализированы программы развития, а также современное состояние возобновляемой энергетики в странах СВА [15,233-238 и др.]. Весьма значительными ресурсами ветровой и солнечной энергии обладают Китай и Монголия. В меньших, но, тем не менее, существенных объемах эти ресурсы имеются в Японии и Южной Корее. Сколько-нибудь масштабное развитие ветровых и солнечных установок в ОЭС Сибири и Востока не предполагается. В таблице 5.6 представлены принятые, согласно указанным выше источникам, установленные мощности ветровых и солнечных электростанций (ВЭС и СЭС) в рассматриваемых странах и территориях СВА на перспективу до 2035 г.

Таблица 5.6 – Установленные мощности ветровых и солнечных электростанций в СВА, 2035 г., ГВт

| Страна | ВЭС | СЭС |
|------------------|------|------|
| Монголия | 0,5 | 0,1 |
| Китай | 60,6 | 32 |
| т.ч. Северный | 35 | 24 |
| Северо-Восточный | 25,6 | 8 |
| КНДР | 0,6 | 0,7 |
| РК | 20 | 8 |
| Япония | 8 | 27 |
| Всего | 89,7 | 67,8 |

В Китае развитие ВИЭ учитывалось только в северных регионах, непосредственно входящих в потенциальное МГЭО СВА. По имеющимся оценкам примерно 60% мощности этих источников будет выдаваться за пределы Северных энергосистем на Восток и в Центральные регионы Китая, где сосредоточены основные потребители электроэнергии. Только оставшиеся мощности, представленные в таблице 5.6, будут участвовать в покрытии нагрузки Северных ОЭС.

Что касается Монголии, то предполагалось, что мега-проект Гобитэк, ввиду его грандиозных масштабов и потребности в значительных объёмах материально-технических и временных ресурсов для своей реализации, в течение расчётного периода ещё не успеет получить сколько-нибудь существенного развития.

Наряду с общими объемами развития ветровых и солнечных электростанций в странах и регионах СВА, также учитывалась изменчивость генерации этих источников в суточном и сезонном разрезах. На основании данных из [235-238 и др.] были построены суточные профили изменения загрузки СЭС и ВЭС для всех сезонов года, необходимые для учёта ВИЭ при моделировании и оптимизации перспектив развития МГЭО в СВА. Следует отметить, что эти профили не являются единственно возможными вследствие стохастичности энергоотдачи данных типов электростанций. Вместе с тем, они отражают общие закономерности распределения ветровой и солнечной активности по сезонам года и часам суток, сложившиеся в рассматриваемых регионах и странах. Это позволит в целом адекват-

но представить ВЭС и СЭС в энергобалансах национальных ЭЭС и МГЭО, которые составляются в модели на каждый час характерных суток для всех сезонов.

5.3. Формирование и обоснование сценариев развития МГЭО и внешних электрических связей ЭЭС/ОЭС России

Результатом выполнения третьего этапа методологии является формирование и обоснование сценариев развития внешних электрических связей ЭЭС/ОЭС России. Обоснование в данном случае выполняется на качественном уровне без моделирования и проведения расчётов. Формируется расчётная схема МГЭО в СВА и сценарии для исследований. При этом учитываются основные влияющие факторы и условия, выявленные на этапах 1 и 2 методологии и учитываемые при обосновании:

- масштабное развитие ветровой и солнечной энергетики в Китае, Республике Корея и Японии с сооружением мощных ЛЭП в Китае для передачи электроэнергии от СЭС и ВЭС на Северо-Западе, Севере и Северо-Востоке страны на Восток к основным центрам электрической нагрузки;
- развитие атомной энергетики в Китае и, наоборот, её стагнация и постепенное сворачивание в Японии;
- продолжающееся масштабное строительство угольных электростанций на Северо-Западе, Севере и Северо-Востоке Китая на базе имеющихся там крупных месторождений угля с сооружением мощных ЛЭП для передачи электроэнергии этих ТЭС на Восток страны к центрам электрической нагрузки;
- разновременность (по сезонам года и часам суток) наступления готовых максимумов электрической нагрузки в разных странах и регионах СВА;
- ограниченность маневренных мощностей, особенно в северных районах Китая, необходимых не только для покрытия переменной части графика электрической нагрузки, но и для «выравнивания» неравномерной стохастической энергоотдачи широкомасштабно развиваемых ветровых и солнечных установок;

- наличие значительных маневренных мощностей ГЭС, в т.ч. неиспользуемых, в ОЭС Сибири и Востока, которые могут быть привлечены для помощи в решении проблемы «выравнивания» неравномерной энергоотдачи ВЭС и СЭС в странах СВА;
- плата за выбросы диоксида углерода от тепловых электростанций на органическом топливе в Китае, что обусловлено огромным и продолжающим расти парком угольного электрогенерирующего оборудования в Китае, негативно воздействующего на окружающую среду, и необходимостью стимулирования его сокращения в первую очередь именно в этой стране;
- действующий приграничный экспорт электроэнергии с Дальнего Востока России (Амурская область) в Северо-Восточный Китай (провинция Хэйлунцзян), осуществляемый по линиям переменного тока;
- присоединение Центрально- и Западно-Якутского энергорайонов, а также ЭЭС Сахалина к ОЭС Востока;

Расчетная схема задана девятью узлами, четыре из которых представляют энергосистемы отдельных стран (Монголии, КНДР, РК, Японии), три узла представляют ЭЭС России (Сибири, материкового Дальнего Востока, Сахалина) и два – ЭЭС Китая (Северо-Восточного и Северного). Предполагается, что узлы между странами соединены электрическими связями постоянного тока, а узлы внутри стран соединены ЛЭП переменного тока (при этом между ОЭС Сибири и Востока развиваются ВПТ). Расчетная схема представлена на рисунке 5.3. Расчетный период принимался до 2035 г. включительно.

Было разработано пять сценариев формирования МГЭО в СВА для исследования.

1. Базовый сценарий предполагает изолированную работу национальных энергосистем. При этом учитываются электрические связи внутри национальных ЭЭС России и Китая (см. выше). Данный сценарий выступает «точкой отсчета», поскольку относительно него определяется сравнительная эффективность остальных сценариев.



Рисунок 5.3 – Расчетная схема МГЭО в СВА

2. Интеграционный сценарий. Выполняется совместная оптимизация вводов генерирующих мощностей и пропускных способностей МГЭС, а также режимов работы электростанций и перетоков энергии в рамках всего МГЭО в регионе СВА для расчетного года. При этом не накладывается каких-либо ограничений на перетоки по МГЭС. В рамках данного сценария в максимальной степени реализуются системные интеграционные эффекты объединения национальных ЭЭС в МГЭО.

3. Сценарий ограниченной интеграции. То же, что и Сценарий 2, но при этом накладываются ограничения на обмены перетоками между странами, исходя из возможности таких обменов. При этом учитываются технические возможности передачи больших объемов электроэнергии на дальние расстояния, а также вопросы энергобезопасности. В данном сценарии реализация системных интеграционных эффектов снижается, и его эффективность будет ниже, чем предыдущего.

4. Сценарий «Россия→». В сценарии рассматривается роль России в МГЭО СВА. При этом оптимизационные расчеты, указанные при описании сценария 3, проводятся для МГЭО без участия России. Сопоставляются основные показатели (вводы мощностей, инвестиции, значения целевой функции и пр.) для сценария 3 с аналогичными суммарными показателями МГЭО без России и работающих отдельно от этого объединения энергосистем России (ОЭС Сибири и Востока). Ухудшение экономических показателей (рост значения целевой функции) в данном сценарии характеризует ущерб, к которому приводит отказ России от участия в МГЭО в СВА.

5. Экологический сценарий. То же, что и сценарий 3, но с учетом платы за выбросы диоксида углерода тепловыми электростанциями на органическом топливе. Данный сценарий позволяет оценить влияние экологической политики в странах СВА на формирование национальных энергосистем и эффективность МГЭО. В работе плата за выбросы диоксида углерода, учитывалась только для Китая, где, как уже отмечалось, доминируют тепловые электростанции на угольном топливе, выбрасывающие значительные объемы вредных веществ, включая CO_2 , в атмосферу, в связи с чем, экологическая ситуация в стране весьма напряженная и требует решения в первую очередь.

5.4. Системный анализ сценариев развития МГЭО и внешних электрических связей ЕЭС/ОЭС России

В рамках данного этапа в силу долгосрочного характера решаемой задачи не производится выбор конкретных решений по развитию определённых МГЭС России и стран СВА. Такой выбор осуществляется в последующем в ходе технико-экономического обоснования решений и проектирования. Хотя, наряду с системным анализом сценариев развития внешних связей в указанном направлении производится также и более детальный анализ конкретной МГЭС, прежде всего, для демонстрации возможностей методологии.

5.4.1. Системное обоснование МГЭО СВА и внешних электрических связей России

В таблице 5.7 представлены рассчитанные с помощью оптимизационной математической модели ОРИРЭС общие технико-экономические показатели основных сценариев, включая приведенные к годовой размерности затраты (значения целевой функции модели), капитальные затраты и вводы генерирующих мощностей.

Таблица 5.7 – Основные расчетные показатели сценариев, 2035 г.

| Сценарии | Значения целевой функции, млрд. дол /год | | | | Капитальные вложения, млрд.дол | | | Вводы генерирующих мощностей, ГВт |
|----------|--|---------|-------|-------|--------------------------------|-------|-------|-----------------------------------|
| | Станции | Топливо | Линии | Всего | Станции | Линии | Всего | |
| 1 | 65,3 | 216,9 | – | 282,2 | 413,9 | – | 413,9 | 372,6 |
| 2 | 41,4 | 203,7 | 8,3 | 253,4 | 272,9 | 65,9 | 338,8 | 298,7 |
| 3 | 45,8 | 207,1 | 4,9 | 257,8 | 297,5 | 39,1 | 336,6 | 307,9 |
| 4 | 53,9 | 208,6 | 2,5 | 265,0 | 343,3 | 20,0 | 363,3 | 334,6 |
| 5 | 47,8 | 304,4 | 5,2 | 357,4 | 307,6 | 41,6 | 349,2 | 311,1 |

Как видно, практически по всем указанным показателям наихудшим является вариант сохранения изолированной работы национальных энергосистем без формирования МГЭО. Исключением является значение целевой функции в сценарии 5, которое выше, чем для остальных сценариев. Это объясняется тем, что топливные затраты в этом сценарии включают плату за выбросы тепловых электростанций (см. выше). Если же учесть плату за выбросы для ТЭС в сценарии 1 и сравнить его со сценарием 5, то значение целевой функции последнего будет ниже, чем у первого. Согласно выполненным расчётам, это снижение составляет 16,2 млрд.дол./год (это фактически годовой экономический эффект сценария 5, см. рисунок 5.4). Т.е. сценарий 5 при сопоставимых условиях также оказывается лучше, чем сценарий 1, предполагающий отдельную работу ЭЭС.

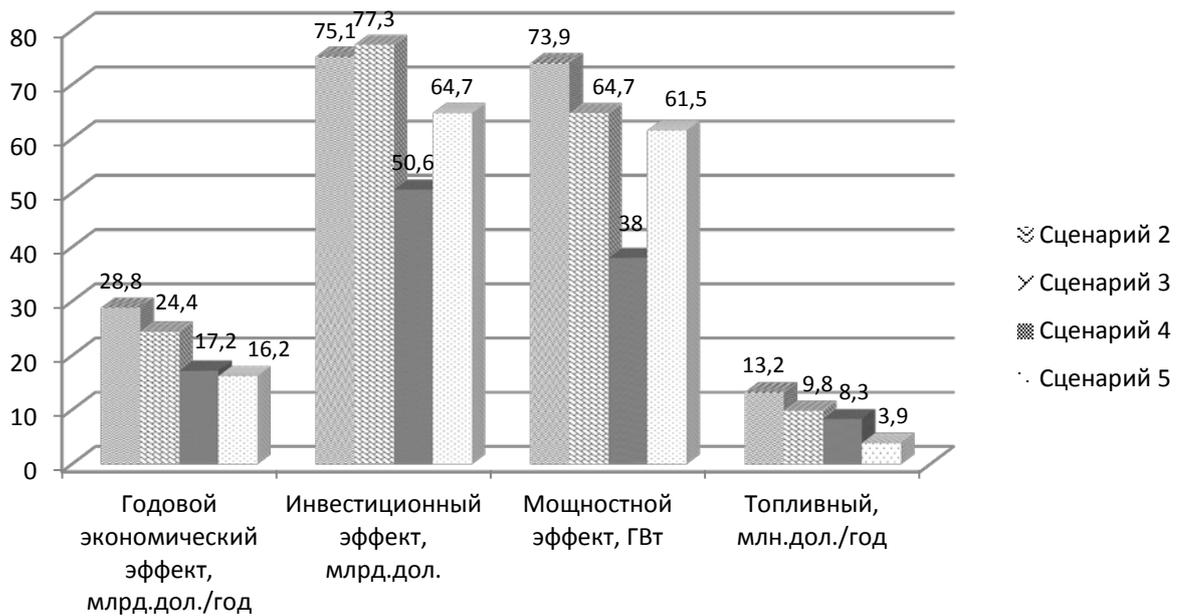


Рисунок 5.4 – Системная эффективность сценариев, 2035 г.

Как видно из таблицы 5.7, наилучшим является второй сценарий, имеющий минимальное значение целевой функции. Потребность во вводах генерирующих мощностей также минимальна в этом сценарии. При этом капитальные вложения для данного сценария несколько превышают аналогичный показатель для сценария 3, но снижение затрат на топливо для сценария 2 (по сравнению с третьим сценарием) перекрывает это превышение.

На рисунке 5.4 представлены основные энергоэкономические системные эффекты сценариев, как разность между соответствующими значениями (для целевой функции, капвложений, ввода мощностей, топливных затрат) из таблицы 5.8 для сценария 1 и каждого из рассматриваемых сценариев. Как видно, из диаграммы, все сценарии формирования МГЭО СВА дают положительные энергоэкономические эффекты. Т.е. формирование данного энергообъединения в довольно широком диапазоне рассматриваемых условий является эффективным.

Следует отметить, что топливный эффект для сценария 5 рассчитывался также, как и годовой экономический эффект, т.е. в предположении, что в сцена-

рии 1 также учитывается плата за выбросы от ТЭС. Это было необходимо для приведения сценариев 1 и 5 к сопоставимому виду.

Как уже отмечалось, максимальный эффект дает сценарий 2, что объясняется отсутствием ограничений на перетоки между узлами (странами/регионами), когда наиболее эффективные генерирующие ресурсы в максимально возможной степени используются в интересах всего энергообъединения. Вследствие этого в сценарии 2 имеет место наибольший объем перетоков электроэнергии между странами, превышающий 900 ТВт.ч/год (обмены перетоками между странами СВА на уровне 2035 г. представлены в таблице 5.8, а более детально – в таблицах Б.1 и Б.2 Приложения Б).

Таблица 5.8 – Обмены электроэнергией между странами и регионами СВА в рамках МГЭО, 2035 г., ТВт·ч/год

| Страны | Экспорт | | | | | Импорт | | | | |
|------------------------|----------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| | Сценарии | | | | | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Россия (Сибирь*, РДВ*) | 5,2 | 91,1 | 52,7 | 5,2 | 60,5 | 0 | 72,1 | 34,9 | 0 | 9 |
| Монголия | 0 | 39,4 | 17,2 | 0,6 | 12,1 | 0,9 | 46,7 | 24,2 | 1 | 6,1 |
| Китай (СК*, СВК*) | 0 | 329,8 | 155,2 | 118,1 | 51,9 | 4,3 | 51,1 | 21,1 | 5,8 | 61,9 |
| КНДР | 0 | 245,2 | 88,3 | 88,8 | 72,4 | 0 | 242,3 | 115,4 | 117,4 | 91,2 |
| РК | 0 | 201,3 | 89,7 | 88 | 123,7 | 0 | 241,2 | 83,9 | 86,9 | 40,9 |
| Япония | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,9 | 0 | 228,6 | 111,7 | 83,1 | 102 |
| Всего | 5,2 | 906,8 | 403,1 | 300,7 | 321,5 | 5,2 | 882 | 391,2 | 294,2 | 311,1 |

* Здесь и в последующих таблицах имеются ввиду объединенные энергосистемы соответствующих регионов.

В качестве суммарного объема перетоков электроэнергии рассматриваются экспортные перетоки. Как видно из таблицы 5.8, суммарный импортный переток электроэнергии всегда ниже, чем суммарный экспортный переток, что, очевидно, обусловлено потерями на передачу. Перетоки электроэнергии в сценарии 1 (в от-

существование МГЭО СВА) являются экспортными приграничными перетоками из России в Китай и Монголию.

Сценарий 2, в котором отсутствуют ограничения на передачу электроэнергии между странами, является в определённой степени гипотетическим, поскольку разного рода ограничения на перетоки мощности и электроэнергии существуют всегда. В частности, могут быть технические, транзитные ограничения на передачу больших объёмов мощности и электроэнергии, ограничения на импорт электроэнергии, обусловленные соображениями энергетической безопасности страны и др.

Как показали проведенные на модели расчёты, в сценарии 2 имеют место весьма существенные перетоки через Корейский полуостров в сторону Японии, превышающие 200 ТВт·ч/год по энергии и 40 ГВт по мощности. Таким образом, КНДР и РК выступают в качестве крупнейших транзитеров электроэнергии в МГЭО СВА, а Япония становится в значительной степени зависимой от импорта электроэнергии, что может подорвать ее энергетическую безопасность. Следует также отметить, что КНДР и РК, имеющие небольшие территории, в значительной степени освоенные и занятые объектами производственной, транспортной, обслуживающей и жилой инфраструктуры, могут предоставить ограниченные площади земли для транзитных МГЭС. В связи с указанными причинами, в сценарии 3 были установлены ограничения на передачу электроэнергии через Корейский полуостров в объёме 15 ГВт, что соответствует пропускной способности квадрупольной линии постоянного тока напряжением ± 800 кВ. При этом оптимальный переток мощности из России в Японию составил примерно 5 ГВт. В сумме получение мощности Японией по северному (из России) и южному (из Китая через Корейский полуостров) маршрутам при заданных выше условиях составило порядка 20 ГВт.

В [239] оценивалась величина импортируемой мощности, при аварийной потере которой, Япония сможет обеспечить покрытие 94% электрической нагрузки своих потребителей. Т.е. предполагалось, что в случае необходимости, нагруз-

ка потребителей может быть снижена на 6% без существенного ущерба для них. Причем, для отключения будут заранее выбраны такие потребители, которые смогут снизить свою нагрузку на время прекращения импорта. Кроме того, считалось, что резервы ЭЭС Японии в период снижения (или даже полного отсутствия) импортных поставок электроэнергии также будут задействованы. В результате объем импортируемой мощности, допустимый с т.з. обеспечения энергетической безопасности Японии, составил 13% от годового максимума нагрузки. С учетом сказанного, на уровне 2035 г. допустимый объем импорта может составить несколько более 20 ГВт. Как видно, полученный выше объём импорта укладывается в указанное ограничение и, соответственно, является допустимым.

Как видно из таблицы 5.8, в сценарии 3 объем торговли электроэнергией снижается более, чем в два раза по сравнению со вторым сценарием, когда отсутствуют ограничения на передачу. В четвертом сценарии, когда Россия не принимает участие в МГЭО, объем перетоков электроэнергии снижается еще на четверть. В «экологическом» сценарии он несколько возрастает. При этом Китай, который в предыдущих сценариях был основным экспортером электроэнергии, превращается в импортера. Это происходит за счет того, что при учете платы за выбросы от ТЭС на органическом топливе, эффективность этих электростанций снижается не только на общем рынке СВА, но и внутри Китая.

Россия во всех сценариях выступает нетто-экспортером. При этом экспорт электроэнергии обеспечивается с Российского Дальнего Востока в Японию во всех сценариях в объёме 29-38 ТВт·ч/год (см. таблицу Б.1). При этом порядка 10-15 ТВт·ч/год поставляется из материковой части РДВ (сначала на Сахалин), а остальной объём электроэнергии обеспечивается экспортными электростанциями Сахалина. Далее общий экспортный переток мощностью порядка 5 ГВт (таблица П4) транспортируется на Хоккайдо.

Россия осуществляет с Китаем (в т.ч. через Монголию) взаимные обмены электроэнергией, обусловленные, в основном реализацией системных эффектов объединения национальных энергосистем, в т.ч. предоставлением системных

услуг Китаю по выравниванию неравномерной энергоотдачи китайских ВИЭ за счёт сибирских ГЭС (далее это будет пояснено более подробно). В сценариях 2 и 3 Россия выступает нетто-импортёром электроэнергии, а в сценарии 5 страна становится чистым нетто-экспортёром, получая 9 и выдавая 24 ТВт·ч/год в Китай (см. таблицу Б.1).

С КНДР (и через неё с РК) Россия также осуществляет взаимные обмены электроэнергией, обусловленные, в т.ч., реализацией системных эффектов. Величины обменов электроэнергией составляют порядка 2 ТВт·ч/год (в одну сторону). Причём, в зависимости от сценария, Россия выступает, как нетто импортёром, так и нетто-экспортёром.

Япония во всех сценариях является импортером электроэнергии, хотя объем импорта существенно меняется. Он минимален в сценарии 4, когда отсутствует переток в Японию из России в связи с неучастием последней в МГЭО СВА, составляя 83 ТВт·ч/год. В сценарии 2 импорт электроэнергии Японией является максимальным и достигает почти 229 ТВт·ч/год. Однако этот объем является условным, поскольку не учитывает ни транзитные возможности других стран для его передачи, ни возможность принять его Японией с т.ч. энергетической безопасности. В случае учёта данных факторов импорт электроэнергии хотя и снижается более, чем в два раза в сценариях 3 и 5, тем не менее составляет весьма существенную величину 101-112 ТВт·ч/год.

В таблице 5.9 представлены оптимальные пропускные способности МГЭС между странами и регионами МГЭО СВА. Сценарий 1 не рассматривается, поскольку МГЭС в них не развиваются.

Как видно из таблицы, формирование МГЭО в СВА требует довольно интенсивного развития электрических связей между странами и регионами СВА. Общая пропускная способность межгосударственных электрических связей МГЭО в сценарии максимального развития МГЭС (сценарий 2) составляет практически 150 ГВт. Минимальная пропускная способность, менее 50 ГВт, имеет место в сценарии 4 неполного формирования МГЭО (без России). В сценарии с

ограничениями на перетоки и в «экологическом» сценарии пропускная способность МГЭС примерно одинакова и составляет 83-84 ГВт.

Таблица 5.9 – Пропускные способности МГЭС, 2035 г., ГВт

| Страны | Сценарии | | | |
|-------------------------------|----------|------|------|------|
| | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Россия – Монголия | 7,5 | 8,9 | – | 8 |
| Россия (Сибирь) – Китай (СВК) | 9,2 | 4,1 | – | 5,9 |
| Россия (РДВ) – Китай (СВК) | 4,7 | 10,7 | – | 13,1 |
| Россия – КНДР | – | 1,8 | – | 2,8 |
| Россия – Япония | 5,3 | 5,3 | – | 5,3 |
| Китай – Монголия | 9,4 | 8,2 | 1,3 | 8,9 |
| Китай – КНДР | 42,3 | 15 | 15 | 15 |
| КНДР – РК | 39,9 | 15 | 15 | 15 |
| РК – Япония | 31,5 | 15 | 15 | 15 |
| МГЭО | 149,8 | 84 | 46,3 | 83,1 |

Пропускная способность внешних электрических связей России с другими странами СВА в сценарии без ограничений (сценарий 2) на перетоки является минимальной, составляя около 29 ГВт. В сценарии с ограничениями на перетоки (сценарий 3) пропускная способность внешних связей России несколько возрастает (до 30 ГВт), а в «экологическом сценарии» она возрастает ещё больше (практически до 35 ГВт). Это объясняется тем, что введение ограничений на передачу в сценарии 2, либо на развитие угольных ТЭС в сценарии 5 (действие платы за выбросы тепловых электростанций по своему результату схоже с введением ограничения на их развитие) при оптимизации МГЭО по единой целевой функции приводит к перераспределению вводимой установленной мощности между узлами и, соответственно, к изменению перетоков мощности и пропускных способностей МГЭС. В частности, введение указанных ограничений потребовало обеспечения бóльших перетоков мощности со стороны России, что, соответственно отразилось на требуемых пропускных способностях её внешних электрических связей.

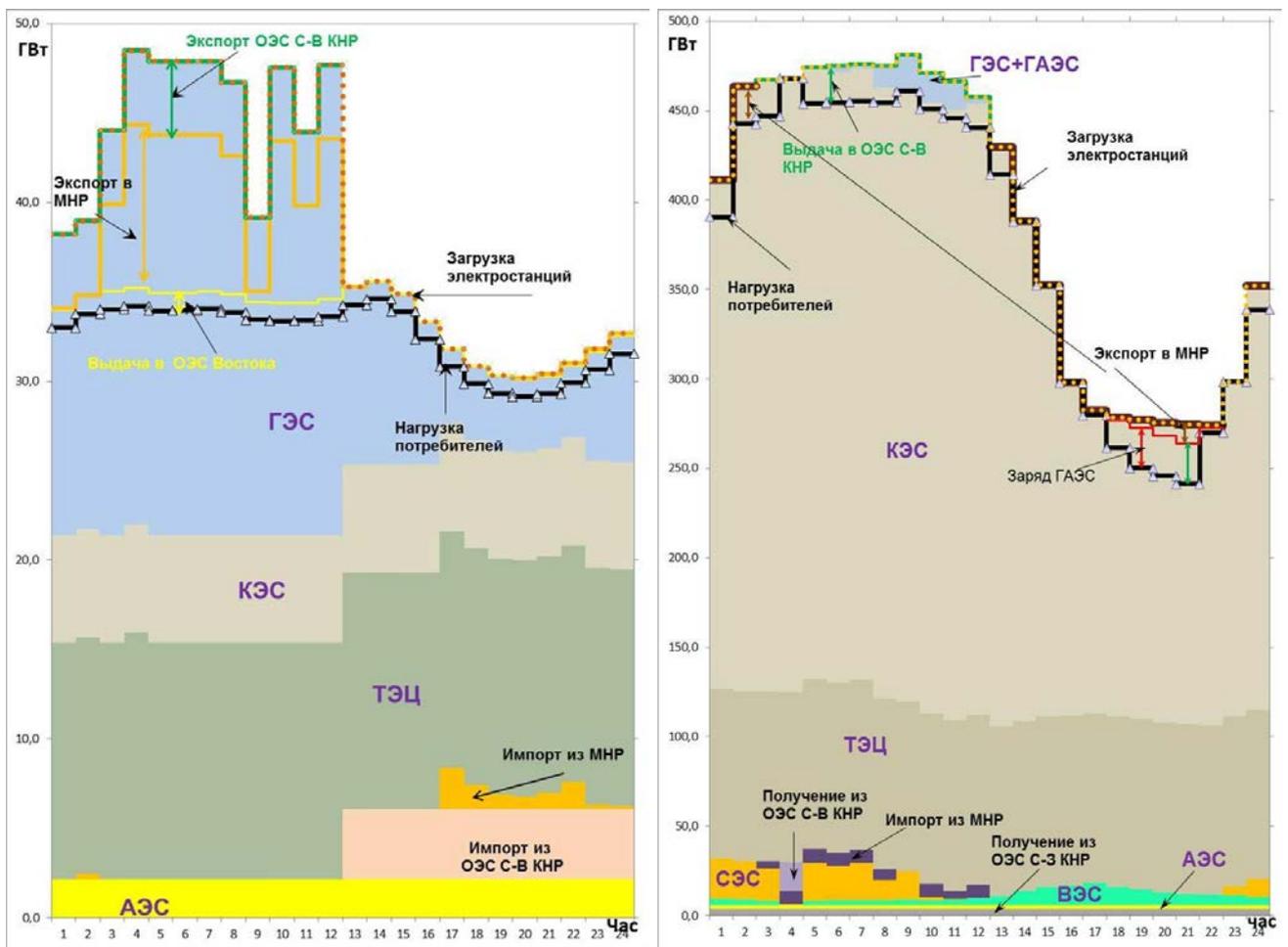
В таблице 5.9 представлены «двухсторонние» МГЭС (связывающие две страны), но, в то же время, некоторые из них являются отдельными секциями «трёхсторонних» связей. Что касается российских внешних электрических связей, то секции Россия-Монголия и Монголия-Китай формируют «трёхстороннюю» МГЭС Россия-Монголия-Китай, а секции Россия-КНДР и КНДР-РК формируют «трёхстороннюю» МГЭС Россия-КНДР-РК.

Объемы и доля пропускных способностей российских внешних электрических связей в суммарном объеме пропускных способностей МГЭС МГЭО СВА весьма значительны, что говорит об эффективности тесной электроэнергетической интеграции России и стран СВА с системной точки зрения. Поэтому разрыв внешних электрических связей ЕЭС России (сценарий 4) приводит к существенным потерям для энергообъединения.

Потери эффективности МГЭО СВА при отказе России от участия в объединении (сценарий 4) рассчитывались как разность между соответствующими значениями (для целевой функции, капиталовложений, ввода мощностей) из таблицы 5.8 для сценария 4 и сценария 3 (сценарий 3 принимался в данном случае как базовый, поскольку сценарий 2 не подходит для этого, т.к. является, как уже отмечалось, гипотетическим, а сценарий 5 – экологически ориентированным). Потери годового экономического эффекта составили более 7 млрд.дол./год, мощностного эффекта – 26,7 ГВт, а инвестиционного эффекта – 26,7 млрд.дол, т.е. оказались весьма существенными.

На рисунках 5.5 а) и б) приведены суточные графики покрытия нагрузки ОЭС Сибири и Северного Китая, рассчитанные на оптимизационной модели ОРИРЭС. Они уточняют и иллюстрируют сказанное выше о режимных перетоках между Россией и странами СВА. Сопоставление графиков показывает, что их часовые и суточные электроэнергетические балансы взаимосвязаны. В частности, в часы провала графика нагрузки в Китае, когда одновременно нарастает выработка ветровых электростанций, которая частично не может быть принята в китайских ЭЭС в силу ограниченных регулировочных способностей тепловых электростан-

ций и недостаточной мощности ГАЭС в этой энергосистеме, она передается в Россию. В России эта энергия аккумулируется на ГЭС и выдается обратно в Китай, когда там возрастает спрос со стороны местных потребителей. Таким образом, Россия в рамках МГЭО оказывает системные услуги по выравниванию переменной энергоотдачи ВИЭ смежных стран. Это еще один системный эффект формирования МГЭО, который стоит в одном ряду с другими эффектами, рассмотренными выше (мощностной, топливный, инвестиционный и др.).



а) ОЭС Сибири

б) ОЭС Северного Китая

Рисунок 5.5 – Суточный режим работы (лето, рабочий день), сценарий 3, 2035 г.

Следует напомнить, что на рисунках 5.5 а) и б) экспорт из РФ в Монголию и импорт в РФ из Монголии фактически означает обмен между Сибирью и Северным Китаем транзитом через Монголию.

5.4.2. Обоснование МГЭО СВА и внешних электрических связей России в условиях многосторонней интеграции с разделением эффектов между странами

На данном этапе исследований разделение полученных системных эффектов между участниками потенциального МГЭО выполняется только для одного сценария, поскольку для всех сценариев методика разделения одинакова. В качестве такого сценария принят сценарий 3, который можно рассматривать как представительный и учитывающий наиболее важные факторы и условия формирования МГЭО. Разделение системных эффектов отражает объективную разделённость МГЭО на национальные ЭЭС.

В таблице 5.10 приведены двойственные оценки в узлах расчетной схемы (которые рассматриваются как индикаторы цены на электроэнергию), полученные в результате расчетов МГЭО СВА на двойственной модели ОРПЭС. Как видно, наибольшие средневзвешенные годовые оценки формируются в Японии, превышая 11 цент/кВт·ч. Также они высоки в Республике Корея, достигая практически 8 цент/кВт·ч. В России, Монголии, КНДР, Китае данные показатели ниже (в ряде случаев существенно). Исключение составляет двойственная оценка, формирующаяся в Сахалинском узле. Это связано с тем, что Сахалин выступает экспортером энергии в Японию и ДО в его ЭЭС формируется в т.ч. под влиянием оценок страны-импортера, где они существенно выше, чем на Сахалине (при его изолированной от энергосистемы Японии работе).

Таблица 5.10 – Осреднённые двойственные оценки в узлах расчётной схемы, цент/кВт·ч

| Россия | | | Мон- голия | Китай | | КНДР | РК | Япония |
|--------|------------------|---------|---------------|-------|-------------------|------|-----|--------|
| Сибирь | РДВ (материк) | Сахалин | | Север | Северо- Восток | | | |
| 3,8 | 6,7 | 9,1 | 4,4 | 5,1 | 5,6 | 6,7 | 7,9 | 11,4 |

В таблицах 5.11 и 5.12 представлены результаты расчетов затрат в генерирующие мощности и на топливо по разным странам при изолированной работе национальных ЭЭС и при формировании МГЭО СВА, выполненные при оценке суммарных интеграционных эффектов данного энергообъединения на перспективу 2035 г. на предыдущем этапе исследований. Они были получены с использованием результатов оптимизационных расчётов на модели ОРИРЭС по развитию генерирующих мощностей в национальных ЭЭС и МГЭО, представленных в Приложении Б в таблицах Б.3-Б.5. В таблицах 5.11 и 5.12 также приведены мощностной и топливный эффекты, рассчитанные на основе указанных данных. Как видно эффекты имеют, как положительное значение, так и отрицательное. Мощностной эффект здесь представлен в денежном выражении, в то время, как ранее он представлялся в гигаваттах.

Таблица 5.11 – Приведенные затраты в генерирующие мощности при изолированной/совместной работе ЭЭС стран СВА (сценарий 3), мощностной эффект, млн.дол./год

| Страна (регион) | Затраты | Изолированная работа | Совместная работа | Мощностной эффект |
|-------------------------------|---------|----------------------|-------------------|-------------------|
| Россия (Сибирь, РДВ, Сахалин) | | 1028 | 1565 | -537 |
| Монголия | | 421 | 4 | 417 |
| Китай (Север и Северо-Восток) | | 47895 | 33120 | 14775 |
| КНДР | | 1681 | 112 | 969 |
| Республика Корея | | 6775 | 7072 | -297 |
| Япония | | 8213 | 4082 | 4131 |
| Всего | | 66013 | 45955 | 19458 |

Для России мощностной и топливный эффекты отрицательны, что объясняется тем, что дополнительные экспортные мощности, работающие в японском направлении превышают экономию мощностей за счет системных эффектов, образующихся в китайском и корейском направлениях. В Японии, являющейся крупнейшим импортером электроэнергии, топливный эффект максимален. Китай

имеет наибольший мощностной эффект, однако топливный эффект при этом отрицателен (за счет дополнительной выработки электроэнергии на экспорт китайскими электростанциями). Такая ситуация обусловлена тем, что при сокращении потребности во вводе новых мощностей (из-за реализации мощностного эффекта в рамках МГЭО) в Китае, тем не менее, сохраняются весьма значительные объемы генерирующих мощностей, даже небольшая догрузка которых, позволяет вырабатывать дополнительно существенные объёмы электроэнергии, направляемой на экспорт. Увеличение загрузки генерирующих мощностей с направлением вырабатываемой электроэнергии в другие страны/регионы и замещением там выработки и мощности электростанций также обеспечивает реализацию системных эффектов в МГЭО.

Таблица 5.12 – Затраты на топливо при изолированной/совместной работе ЭЭС стран СВА (сценарий 3), топливный эффект, млн.дол./год

| Страна (регион) \ Затраты | Изолированная работа | Совместная работа | Топливный эффект |
|-------------------------------|----------------------|-------------------|------------------|
| Россия (Сибирь, РДВ, Сахалин) | 5212 | 5384 | -172 |
| Монголия | 448 | 310 | 138 |
| Китай (Север и Северо-Восток) | 82634 | 88868 | -6234 |
| КНДР | 2782 | 1315 | 1467 |
| Республика Корея | 37108 | 36708 | 400 |
| Япония | 88717 | 74477 | 14240 |
| Всего | 216901 | 207062 | 9841 |

В таблице 5.13 представлены объемы торговли электроэнергией (в денежном выражении) между странами СВА для расчетного года. Результирующий объем, приведенный в последнем столбце таблицы, является эффектом от обмена электроэнергией («торговым» эффектом).

Как видно из таблицы 5.13, большинство стран (за исключением Японии) имеют положительные значения эффекта от обмена электроэнергией. Наибольший торговый эффект – у России. Также существенные, хотя и меньшие, эффекты

имеют Китай, КНДР, и РК. Япония, имеющая наибольший отрицательный торговый эффект является самым крупным импортером электроэнергии в МГЭО.

Таблица 5.13 – Доходы от экспорта/затраты на импорт электроэнергии, торговые эффекты стран-участников МГЭО в СВА (сценарий 3), млн.дол./год

| Страна (регион) | Доходы | Расходы | Торговый эффект |
|-------------------------------|--------|---------|-----------------|
| Россия (Сибирь, РДВ, Сахалин) | 4721 | 1080 | 3641 |
| Монголия | 1199 | 1120 | 79 |
| Китай (Север и Северо-Восток) | 4602 | 2346 | 2256 |
| КНДР | 6007 | 3735 | 2272 |
| Республика Корея | 7452 | 5645 | 1807 |
| Япония | 0 | 10055 | -10055 |
| Всего | 23981 | 23981 | 0 |

В целом же по всем странам СВА сумма торговых эффектов равна нулю. Это очевидно, поскольку доходы от экспорта для одной страны одновременно являются расходами на импорт электроэнергии для другой страны.

В таблице 5.14 представлены результирующие эффекты от присоединения к МГЭО СВА каждой страны, представляющие собой алгебраическую сумму мощностного, топливного и торгового эффектов, а также затрат в МГЭС, отнесенных на соответствующую страну. При этом распределение затрат в МГЭС между странами выполнялось в соответствии с вложениями, требующимися на территории стран, по которым проходят линии (о чём говорилось в подразделе 3.4). Как видно, сумма эффектов по странам равна интеграционному системному эффекту, возникающему при формировании МГЭО СВА (см. рисунок 5.4).

Наибольший эффект от участия в межгосударственном энергообъединении получают Китай и Япония, крупнейшие участники этого объединения (в сумме – практически 70% суммарного системного эффекта). Наименьший эффект – у Монголии. Хотя, как отмечалось выше, торговый эффект для России наибольший, затраты на сооружение экспортных электростанций, топливо для них (что выражается в отрицательных мощностном и топливном эффектах), а также в межгосударственные линии «съедают» весьма значительную часть торгового эффекта, и в

результате России достается доля от общего системного эффекта формирования МГЭО в размере около 10%. Хотя доля России в общем системном эффекте относительно невелика, в абсолютном выражении она практически равна чистой годовой прибыли такого гиганта российской электроэнергетики и экономики, как оператор электрических сетей России ПАО «Россети» [240], являющегося одной из крупнейших электросетевых компаний мира.

Таблица 5.14 – Разделение эффектов от создания МГЭО в СВА между странами-участниками (сценарий 3), млн.дол./год

| Страна (регион) | Результирующие эффекты |
|-------------------------------|------------------------|
| Россия (Сибирь, РДВ, Сахалин) | 1849 |
| Монголия | 421 |
| Китай (Север, Северо-Восток) | 10076 |
| КНДР | 4264 |
| Республика Корея | 919 |
| Япония | 6872 |
| Всего | 24401 |

Таким образом, получение положительного системного эффекта Россией при вхождении её в МГЭО СВА свидетельствует об эффективности сценариев развития её внешних электрических связей, основные параметры которых были определены в ходе оптимизационных исследований данного энергообъединения и представлены выше.

5.4.3. Системное обоснование эффективности развития отдельных МГЭС России с позиций участвующих стран

На данном этапе исследуется эффективность МГЭС с позиций стран, участвующих в их реализации и последующем функционировании. В качестве объекта исследований в данном случае рассматриваются потенциальная МГЭС между Российским Дальним Востоком и Республикой Корея. Как показали представленные выше результаты системных исследований сценариев развития МГЭО СВА и

внешних электрических связей ЕЭС России, данная связь входит в оптимальный состав МГЭС в различных сценариях.

Проведенные ранее исследования МГЭО, охватывающего РДВ и Корейский полуостров, также показали высокую энергоэкономическую эффективность данной связи [13,192,207,241]. Кроме того, эта МГЭС является не чисто экспортной и служит для реализации системных эффектов объединения ЭЭС указанных стран (с разновременностью и разносезонностью наступления годовых максимумов электрической нагрузки), что усложняет оценку её эффективности и требует более развитой методологии, что также стало причиной для выбора именно указанной связи в качестве примера для приложения разработанной методологии.

Для исследований использовалась модификация оптимизационной модели развития и режимов работы ЭЭС ОРИРЭС, описанная в предыдущей главе, и методическая схема, представленная в главе 3 диссертации. Для проведения расчётов на модели была принята двухузловая расчётная схема. Один узел схемы представлял ЭЭС РДВ, а другой – РК. В отличие от исследований, указанных выше, роль КНДР в формировании рассматриваемых МГЭС и МГЭО ограничивалась только транзитными функциями. Это было сделано для того, чтобы детальнее изучить взаимодействие основных контрагентов рассматриваемого МГЭО – РДВ и РК.

Исходная информация по уровням электропотребления, электрическим нагрузкам потребителей, ограничениям на развитие генерирующих мощностей, удельным капиталовложениям в новые электростанции и стоимости топлива для тепловых электростанций и т.д. для исследования МГЭО «РДВ-РК» были взяты из [192]. Кроме того, при исследовании российско-корейского МГЭО должны быть учтены основные ограничения по МГЭС, связывающим его с общим МГЭО СВА, принятые из результатов исследований сценариев развития последнего (см. предыдущий подраздел данной главы). Принималось, что МГЭС, связывающая РДВ и РК, реализуется на постоянном токе. Причины такого технического решения указывались ранее, при рассмотрении МГЭО СВА в целом.

Как видно из выражения (4.15) главы 4, затраты в строительство и эксплуатацию МГЭС могут распределяться между странами-участниками МГЭО в любой требуемой пропорции (в зависимости от выбранного способа их распределения). В данном случае предполагалось, что затраты на МГЭС полностью относятся на РК. Данный вариант распределения затрат призван показать, что даже в таком случае участие в МГЭО может быть эффективно для страны (при соответствующих ценах на обмениваемую электроэнергию). Следует также отметить, что в задаче не накладывались специальные ограничения по энергетической безопасности (на объемы импортируемой странами электроэнергии). Однако, как показали расчёты, объёмы обменов электроэнергией оказались в целом относительно невелики.

В результате расчетов на модификации модели ОРИРЭС были построены функции спроса и предложения РДВ и РК, приведенные на рисунках 5.6 и 5.7. Они характеризуют, соответственно, эффективные объёмы получения страной электроэнергии извне (по сравнению с её производством на собственных электростанциях), и эффективные объёмы выдачи электроэнергии из страны за рубеж (в сравнении с отсутствием этой выдачи).

Данные функции являются долгосрочными, поскольку учитывают развитие генерирующих мощностей в рассматриваемых странах (и МГЭС между ними). Точка пересечения этих функций определяет эффективный для обеих стран годовой объём обмениваемой электроэнергии и её цену. Также при этом определяется эффективная пропускная способность МГЭС.

В принципе, подобные функции могут быть построены и для более коротких периодов, включая сезон или даже час. Модифицированная модель ОРИРЭС позволяет это сделать. Однако, с т.з. информативности и ценности полученных результатов, представляется целесообразным рассмотрение в первую очередь годового интервала.

На рисунке 5.6 представлена ситуация, когда Россия выступает в качестве экспортёра, а Корея – импортёра, а на рисунке 5.7, наоборот, когда Корея выступает в качестве экспортёра, а Россия – импортёра. Следует подчеркнуть, что в дан-

ном случае взаимного обмена электроэнергией невозможно построение единых функций спроса и предложения для каждой страны и, соответственно, получение единой равновесной цены. Это объясняется особенностью электроэнергетики, когда участник МГЭО (в качестве которого принята страна) в разные сезоны и часы может выступать либо экспортёром, либо импортёром. Причём, речь идет об экспортном/импортном предложении/спросе на электроэнергию некоторой страной.

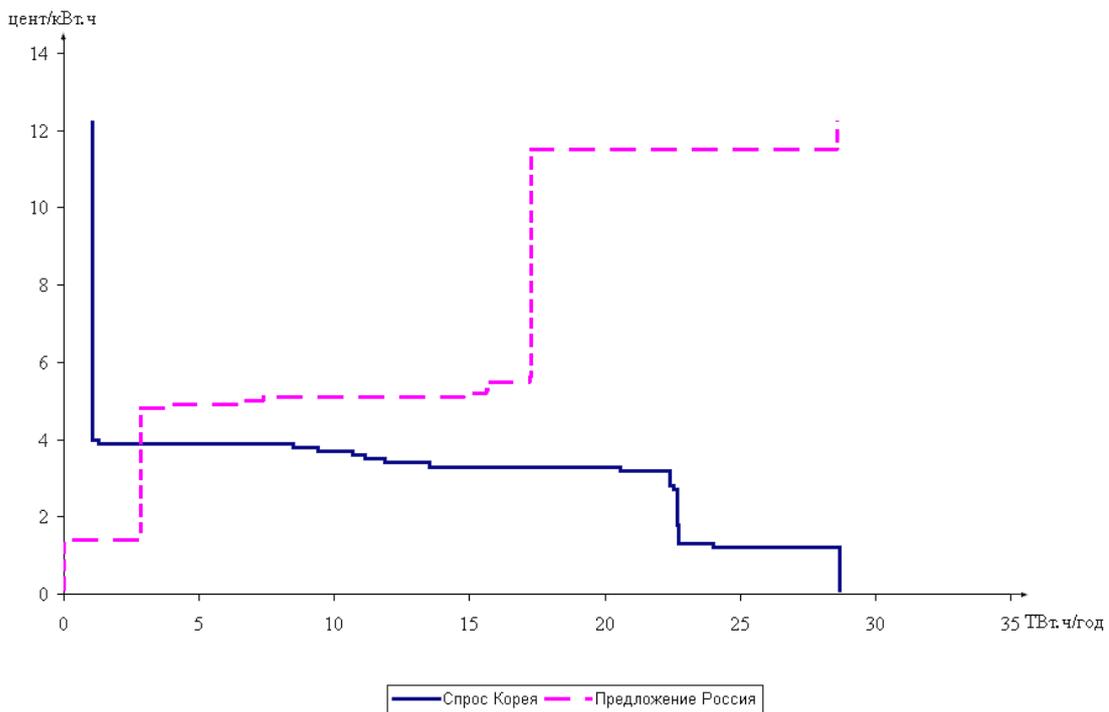


Рисунок 5.6 – Обмен электроэнергией между РДВ и РК (Россия – поставщик, Корея – получатель)

Пересечение указанных функций предложения и спроса дает объем и цену выдачи электроэнергии Россией и получения ее Кореей 2,8 ТВт·час/год и 3,9 цент/кВт·ч, соответственно.

Представленные на рисунке 5.7 функции спроса России и предложения РК имеют сходную трактовку, что и представленные на рисунке 5.6. Единственное, что следует отметить, это то что в функции предложения Республики Кореи учитываются затраты в МГЭС. Это приводит (в случае функции предложения) к повышению цены предложения на величину удельных затрат в МГЭС. Пересечение

описанных функций предложения и спроса дает объем поставки электроэнергии РК и покупки ее Россией около 2,5 ТВт·час/год, а цену – 2,2 цент/кВт·ч, соответственно.

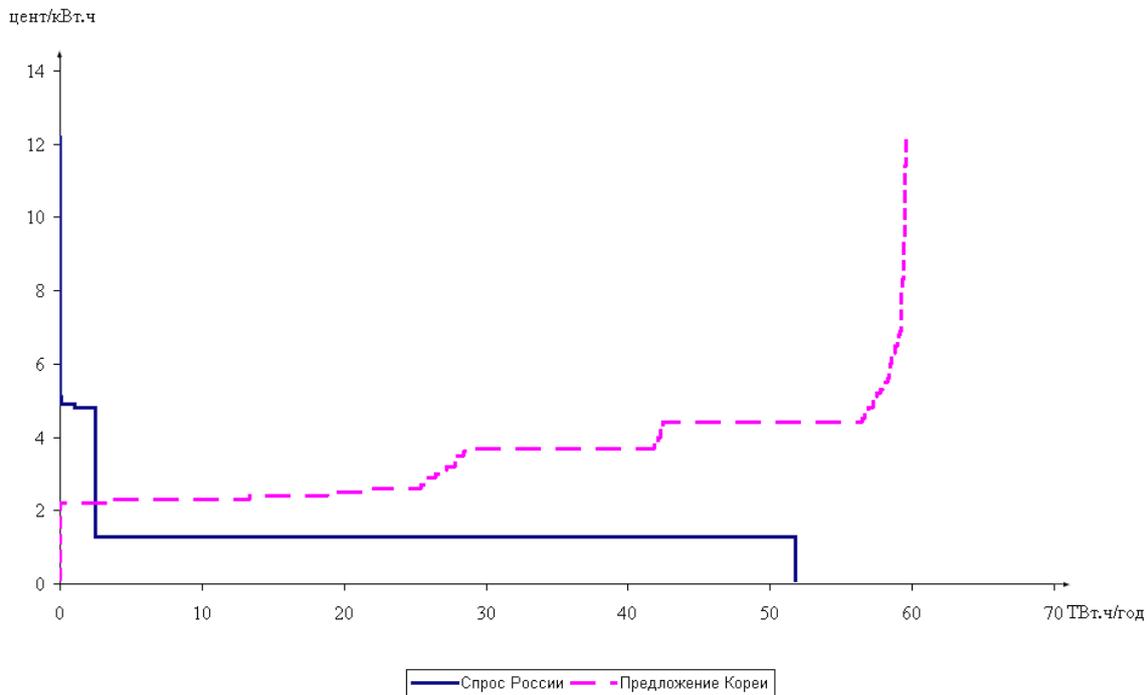


Рисунок 5.7 – Обмен электроэнергией между РДВ – РК (Корея – поставщик, Россия – получатель)

Как видно, цена выдачи электроэнергии Россией (получения РК) и выдачи РК (получения Россией) различаются. Это различие обусловлено тем, что страны выступают экспортёрами/импортёрами электроэнергии в разные сезоны года и часы суток, когда задействованы различные типы генерирующих мощностей, использующих разные виды топлива и имеющие, соответственно, различающиеся затраты на производство энергии.

Полученные равновесные объемы обмена электроэнергией между РДВ и РК, как отмечалось, отражают реализацию эффекта объединения ЭЭС с разносезонными максимумами нагрузки. Участники МГЭО преимущественно поставляют свои сезонные избыточные объемы электроэнергии (РДВ – летом, РК – зимой) невостребованные потребителями этих стран. Таким образом, реализация систем-

ного мощностного эффекта в данном случае показана с позиций отдельных участников МГЭО в отсутствие его централизованной оптимизации. Суммарные равновесные объемы перетоков при этом составили несколько более 5 ТВт·ч/год, а требуемая оптимальная пропускная способность МГЭС была оценена почти в 1,6 ГВт. Данные расчётные показатели МГЭС РДВ-РК уточняют полученные ранее в ходе системных исследований сценариев развития МГЭО СВА для условий двустороннего энергообъединения.

5.5. Выводы по главе 5

1. Впервые были выполнены комплексные оптимизационные энергобалансовые и режимные исследования перспектив и эффективности формирования межгосударственного энергообъединения в Северо-Восточной Азии и внешних электрических связей ЕЭС России в данном регионе, в т.ч. МГЭС РДВ-РК, что позволило получить новые оригинальные результаты.

2. Согласно выполненным исследованиям, потенциальные системные эффекты, получаемые в результате формирования межгосударственного энергообъединения в СВА, в рассматриваемом расчётном году в зависимости от сценария могут составить 16-30 млрд.дол./год в части экономии затрат на функционирование и развитие этого объединения (учитывая затраты в электросетевую инфраструктуру), 38-74 ГВт экономии установленных генерирующих мощностей, 51-77 млрд.дол. экономии инвестиций. Топливный эффект по МГЭО достигает 4-13 млрд.дол./год.

3. Создание МГЭО в СВА приведет к весьма значительным обменам электроэнергией и мощности между странами региона. Согласно выполненным исследованиям, в перспективе до 2035 г. объемы международной торговли электроэнергией в регионе могут достичь 400 ТВт·ч/год. Доля России в этом объёме составляет 13-15%, достигая максимума (более 20%) в сценарии 2 (без ограничения на переток по Корейскому полуострову). При этом общая пропускная способ-

ность МГЭС России с другими странами СВА превысит 30 ГВт. Поэтому разрыв таких тесных связей и неучастие России в МГЭО приводит к весьма существенным потерям для энергообъединения. Так, потеря мощностного эффекта от неучастия России в МГЭО составляет 27 ГВт установленных мощностей, экономические потери составляют порядка 7 млрд.дол./год. Также возрастает на 27 млрд.дол. потребность в инвестициях.

4. Для России эффективна МГЭС от экспортных ТЭС Сахалина, а в перспективе и от ГЭС в Южной Якутии, в Японию пропускной способностью порядка 5 ГВт с передачей около 30 ТВт·ч/год. Как показали выполненные исследования, более эффективно использование экспортных электростанций не как чисто экспортных, а как участвующих в покрытии местной электрической нагрузки и экспортного спроса на электроэнергию. МГЭС Россия-Китай, Россия-Корейский полуостров с пропускными способностями 8-9 и 1,5-2 ГВт, соответственно, являются потенциально эффективными для реализация системных эффектов с взаимным обменом перетоками мощности и электроэнергии, переменными во времени (по часам суток, сезонам года). Кроме того, эффективным является предоставление Россией системных услуг по выравниванию неравномерной энергоотдачи возобновляемых источников электроэнергии, преимущественно в Китае. Для реализации этого также требуется взаимный обмен мощностью и электроэнергией между Россией и странами-контрагентами в рамках МГЭО.

5. Оценка эффективности МГЭО СВА с учётом его организационной разделённости на ЭЭС отдельных стран показало, что наибольший эффект от участия в межгосударственном энергообъединении получают Китай и Япония, крупнейшие его участники (в сумме – практически 70% суммарного системного эффекта). КНДР также имеет существенный системный эффект, что в определённой степени связано с её транзитной ролью в МГЭО. Наименьший эффект – у Монголии. Хотя торговый эффект для России наибольший, он в значительной степени сокращается за счёт затрат на сооружение экспортных электростанций, топливо для них (что выражается в отрицательных мощностном и топливном эффектах), а также в меж-

государственные линии электропередачи. В результате России достается доля от общего системного эффекта формирования МГЭО в размере несколько менее 10%. Хотя эта доля в общем системном эффекте относительно невелика, в абсолютном выражении она существенна, составляя около 2 млрд.дол./год.

6. Проведенные дополнительные исследования российско-корейского энергообъединения, как части МГЭО СВА, при его организационной разделённости на ЭЭС отдельных стран с максимизацией интересов участвующих сторон и их последующем согласовании показали, что равновесные объемы торговли электроэнергией между РДВ и РК отражают реализацию эффекта объединения ЭЭС с разносезонными максимумами нагрузки. Участники МГЭО преимущественно обмениваются своими сезонными избыточными объемами электроэнергии (РДВ – летом, РК – зимой) невостребованными потребителями внутри этих стран. Суммарные равновесные объемы перетоков, полученные таким образом составили несколько более 5 ТВт·ч/год, а требуемая оптимальная пропускная способность МГЭС была оценена примерно в 1,6 ГВт.

6. Обоснование развития российской электроэнергетики с учётом организационного разделения и интересов энергокомпаний

Как отмечалось выше, в современных условиях в рамках существующей системы управления развитием электроэнергетики России требуется более полное согласование отдельных интересов энергокомпаний с общесистемными целями развития ЕЭС России. Так, механизм ДПМ, рассмотренный ранее, был призван реализовать эту цель, непосредственно связывая верхний системный иерархический уровень СУРЭ России с нижним уровнем энергокомпаний, обеспечивая требуемые (с общесистемных позиций) вводы генерирующих мощностей. Однако, действие этого механизма носило временный характер, и оно фактически завершилось. В то же время механизм ДРМ, который, как уже отмечалось, в настоящее время становится основным механизмом развития генерирующих мощностей, в отличие от механизма ДПМ, не обеспечивает непосредственной связи верхнего и нижнего уровней СУРЭ России.

В связи со сказанным, необходимо оценить насколько решения по развитию, принимаемые отдельными энергокомпаниями в своих интересах, согласуются с решениями, оптимальными с общесистемных позиций. Представленные ниже результаты в указанном направлении получены впервые и при непосредственном участии автора [29-31,182]. В России подобного рода работы фактически отсутствуют, однако, за рубежом они ведутся. В работах автора, в отличие от зарубежных, довольно подробно учтены технические аспекты развития ЭЭС и, кроме того, прикладные исследования выполняются на основе реальных данных и с учётом организационных структур, сформировавшихся в электроэнергетике России, а также протекающих в ней процессов.

6.1. Анализ закономерностей и тенденций дерегулирования

В ходе первого этапа обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний с использованием методологии, представленной в главе 1 диссертации и усовершенствованной в главе 3, выполняется анализ закономерностей и тенденций этого развития. Применительно к задаче обоснования развития электроэнергетики России с учётом её организационного разделения и различающихся интересов ГенКо, представленной в усовершенствованной методологии, это означает проведение анализа закономерностей и тенденций дерегулирования электроэнергетики разных стран мира, включая Россию. Однако этот анализ уже был выполнен в главе 2 диссертации. Поэтому вновь проводить такой анализ нет необходимости.

Основные выводы, которые были сделаны в результате данного анализа, состоят в следующем. Деретулирование и реструктуризация электроэнергетики в той или иной степени охватили многие страны мира на различных континентах, приняв характер глобальной тенденции. В результате были созданы различные формы организации электроэнергетики разных стран, в т.ч. однопродуктовые организационные электроэнергетические структуры разного вида, двухпродуктовые оргструктуры с торговлей мощностью и электроэнергией, имеющие свою специфику для разных стран, рынок одного покупателя. В ряде стран и регионов сохранились естественно-монопольные ВИЭК и др. Широкое распространение получили механизмы развития генерирующих мощностей, стимулирующие стабильные вводы новых электростанций в волатильной конкурентной среде. Указанные основные организационные формы в электроэнергетике усложняются горизонтальной и вертикальной интеграцией хозяйствующих субъектов. В результате формируются интегрированные структуры, занимающие доминирующее положение в отрасли.

В Российской электроэнергетике сложилась организационная структура с торговлей двумя продуктами – мощностью и электроэнергией. Причём, торговля

мощностью через ДРМ фактически выступает как механизм, стимулирующий инвестиции и развитие генерирующих мощностей. Процессы вертикальной и горизонтальной интеграции, описанные выше, присущи и российской электроэнергетике. В связи со сказанным, далее будут проведены исследования развития электроэнергетики России, с учётом её организационного разделения на отдельные энергокомпании и в рамках двухпродуктовой оргструктуры, когда осуществляется торговля двумя товарами (электроэнергией и мощностью), дополненной рассмотрением упрощенной структуры с торговлей одним товаром – электроэнергией (для сопоставления одно- и двухпродуктовой структур). При это также будут учтены отмеченные ранее протекающие в отрасли процессы горизонтальной интеграции и наличие несовершенной конкуренции.

6.2. Анализ электроэнергетики и энергокомпаний России

Как уже отмечалось, основное отличие решаемой задачи от традиционных задач оптимизации перспективной структуры и объемов генерирующих мощностей состоит в том, что в ней учитывается организационное разделение отрасли на энергокомпании и их экономические интересы. Поэтому на втором этапе исследований предполагалось выполнение анализа электроэнергетики с рассмотрением энергокомпаний России (прежде всего, генерирующих). В ходе этого анализа были изучены многочисленные источники информации, включая отчеты о деятельности электроэнергетических компаний и регулирующих их государственных органов, национальные энергетические стратегии, схемы и программы, исследования сценариев перспективного развития электроэнергетики, регламенты оптового рынка электроэнергии и мощности России и другие материалы [140,141,242-247 и др.]. Полученная информация была систематизирована, приведена в соответствие с форматом, принятым в применяемых математических моделях и передана для хранения и последующего использования в информационную базу, представленную в предыдущей главе диссертационной работы в рамках исследовательской

информационно-вычислительной системы. Часть из указанной информации представлена ниже.

6.2.1. Современное состояние и развитие энергокомпаний ОЭС Центра Европейской секции ЕЭС России

Рассматривалась ОЭС Центра Европейской секции ЕЭС России. В данной ОЭС весьма развиты электрические сети, в т.ч. системообразующие, что даёт определённые основания считать её концентрированной и представить для расчётов на модели одним узлом. Требование одноузлового представления энергосистемы вытекает из того, что, как отмечалось выше, равновесные модели, используемые здесь для расчётов, пока не позволяют находить решения на сетях, т.е. учитывать территориальную распределённость ЭЭС.

В указанной ОЭС представлены генерирующие компании федерального (ОГК-1,3,4,5,6, РусГидро, Росэнергоатом, Интер РАО ЕЭС) и регионального значения (ТГК-2,3,4,6, МОЭК – Московская энергокомпания). Первые являются экстерриториальными, владея генерирующими мощностями в различных регионах страны. Соответственно, в ОЭС Центра они представлены только частью своих мощностей. Региональные ГенКо полностью расположены в рассматриваемой ОЭС. ТЭЦ, принадлежащие промышленным предприятиям, выделены в отдельную группу блок-станций. Указанные компании владеют различными генерирующими мощностями, включая гидравлические, атомные, тепловые (как конденсационные, так и теплофикационные, использующие разные виды органического топлива), которые представлены в Таблице 6.1. В данной таблице задаётся существующий состав ГенКо с генерирующими мощностями разных типов (в числителе), и возможное развитие этих мощностей на рассматриваемую перспективу (в знаменателе). Существующие мощности задаются, учитывая особенность модели, с учетом демонтажа и предопределенных (не оптимизируемых) вводов на расчётную перспективу до 2030 г. (таким же образом задавались существующие мощно-

сти для базовой версии модели ОРИРЭС).

Таблица 6.1 – Установленные мощности электростанций в ОЭС Центра,

$\frac{\text{наст. время}}{2030 \text{ г.}}$, МВт

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

Перспективные мощности ГЭС, ГАЭС, КЭС и АЭС из таблицы 6.1 следует рассматривать как верхние ограничения равновесных моделей (см. главу 4) на развитие электростанций, в рамках которых каждая ГенКо оптимизирует свои вводы. Причем, в ряде случаев приросты мощностей «привязаны» к конкретным компаниям. В других же случаях (например, для Мучкапской и Петровской КЭС), ввод станций, в связи с отсутствием необходимой информации, не связан с конкретной ГенКо, и эта привязка выполняется при формировании соответствующих расчётных сценариев. Кроме того, в перспективе возможно изменение представленной в таблице 6.1 структуры генкомпаний за счёт их слияний и поглощений. Это будет также отражено в расчётных сценариях, рассмотренных далее, и которые будут формироваться с учетом выявленных ранее тенденций интеграции российских энергокомпаний.

Развитие разных типов электростанций, а также потребность в электроэнергии соответствуют ряду документов по развитию российской электроэнергетики, в т.ч. проекту Энергетической стратегии России на период до 2035 г., последним корректировкам Сценарных условий развития электроэнергетики до 2030 г., Схеме и программе развития ЕЭС России на 2018 - 2024 г. и другим материалам [243-245].

Электропотребление и годовой максимум нагрузки для рассматриваемой ОЭС для принятого расчётного временного уровня (2030 г.) принимались равными 422 ТВт·ч/год и 69 ГВт.

6.2.2. Исходные данные и предпосылки

В таблице 6.2 даны экономические показатели электростанций, включая инвестиции, постоянные эксплуатационные и топливные издержки [10,11 и др.]. Принималось, что вводы мощностей на новых угольных КЭС обеспечиваются за счет энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара, на газовых станциях – за счет парогазовых установок комбинированного цикла (ПГУ). Топливные

издержки представлены диапазонами, где меньшие значения соответствуют издержкам тепловых электростанций на новом оборудовании, а бóльшие – на старом и имеющем, соответственно, более низкий коэффициент полезного действия. Постоянные эксплуатационные издержки не включают амортизационные отчисления, что вызвано тем, что используемый в целевой функции равновесных моделей коэффициент возврата капитала (CRF) (см. главу 4), переводящий единовременные капиталовложения в ежегодные равные платежи, учитывает амортизацию. Для расчета CRF, согласно регламентам долгосрочного рынка мощности [248], ставка дисконтирования принималась в размере 15 %, а срок возврата капитала – 15 годам. Для ГЭС постоянные эксплуатационные издержки принимались в размере 2 % от их капвложений.

Таблица 6.2 – Экономические показатели электростанций

| Показатели | ГАЭС | Угольные КЭС | Газовые КЭС | АЭС | ТЭЦ |
|---|------|--------------|-------------|------|---------|
| Капвложения, дол./кВт | 840 | 1400 | 750 | 2250 | 1050 |
| Постоянные эксплуатационные издержки, %/капвложений | 3 | 4 | 5 | 4 | 3 |
| Топливные издержки, цент/кВт·ч | - | 2,2-3,2 | 3,5-4,8 | 0,7 | 3,5-4,6 |

Как указывалось выше, мелкие ТЭЦ, принадлежащие промышленным предприятиям, объединены в отдельную категорию – блок-станции. При этом они представлены в модели как отдельный субъект, который максимизирует свою целевую функцию прибыли. Такой учет блок-станций методически не вполне корректен, т.к. ТЭЦ принадлежат разным собственникам, имеющих свои целевые функции. Однако, как показывали расчеты, блок-станции, занимая незначительную долю рынка, не могут влиять на ситуацию на нем и ведут себя, как и в условиях совершенной конкуренции, выдавая свою максимальную выработку, как ценнопринимающие генераторы. Таким же образом они вели бы себя и в случае раз-

дельного представления в модели. Перспективные мощности ТЭЦ не оптимизируются, а задаются согласно имеющимся прогнозам развития электро- и теплоэнергетики (также, как это делалось и в базовой модели ОРИРЭС), исходя из необходимости покрытия тепловых нагрузок.

Число часов использования мощности ГАЭС в каждом сезоне принималось равным: 631 (зима), 432 (весна), 761 (весна) и 652 (осень). Суточное число часов использования мощности ГАЭС задавалось равным 5.

Количество эквивалентных рабочих и выходных суток в каждом сезоне принимались, соответственно: 64 и 26 (зима), 64 и 27 (весна), 65 и 25 (весна) и 64 и 26 (осень).

Функция спроса на электроэнергию определяется с использованием методики, изложенной выше в главе 4, принятого уровня электропотребления (приведен в предыдущем параграфе) и долгосрочной эластичности спроса на электроэнергию.

Указанная эластичности является весьма неопределённым фактором, в связи с чем требуется её задание в виде интервала неопределённости. В разных источниках встречаются различные оценки долгосрочной эластичности спроса на электроэнергию, которые могут отличаться в разы [25,249]. На основе анализа указанных источников данная эластичность принималась вариантно: -0,5; -0,7; -0,9. Как видно, границы интервала неопределённости весьма широки, различаясь почти в два раза. При этом среднее значение рассматривается как наиболее возможное.

Что касается долгосрочной эластичности спроса на мощность (при построении функции спроса на мощность в модели развития ЭЭС с учётом торговли двумя товарами), то она принималась аналогичной указанной выше долгосрочной эластичности спроса на электроэнергию по указанным в главе 4 при описании двухпродуктовой равновесной модели развития ЭЭС причинам.

6.3. Формирование и обоснование сценариев развития электроэнергетики с учётом организационного разделения и интересов энергокомпаний

Как и в главе 5, формирование и обоснование сценариев развития выполнялось на качественном уровне без использования каких-либо расчётных инструментов. При этом учитывались представленные ниже основные факторы и условия, характеризующие структурную организацию современной российской электроэнергетики:

а) разделение генерирующих мощностей не только по их типам и видам используемого топлива, как это обычно делается при оптимизации их перспективной структуры и режимов работы, но и на отдельные ГенКо по принадлежности к различным собственникам;

б) экономические интересы отдельных энергокомпаний;

в) двухпродуктовая электроэнергетическая структура с торговлей электроэнергией и мощностью с дополнительным рассмотрением однопродуктовой оргструктуры электроэнергетики с торговлей одним товаром – электроэнергией (о чём дополнительно будет сказано ниже);

г) механизмы развития генерирующих мощностей;

д) долгосрочная эластичность спроса на электроэнергию и мощность;

е) вхождение в рынок новых участников;

ж) стратегическое поведение доминирующих энергокомпаний;

з) процесс слияния и поглощения ГенКо.

Были сформированы две группы расчётных сценариев, отдельно для однопродуктовой структуры электроэнергетики и для двухпродуктовой структуры. Принятая в первой группе сценариев однопродуктовая оргструктура, хотя и не вполне соответствует реальной организации современной российской электроэнергетики, требуется, во-первых, как базовая, для сравнения с двухпродуктовой структурой. Во-вторых, она позволяет упрощенно провести некоторые исследования, например, влияния долгосрочной эластичности спроса на электроэнергию на

основные параметры развития ГенКо и ЭЭР в целом, задаваемых экзогенно регулирующих воздействий в виде ограничений математической модели на развитие генерирующих мощностей разного типа и др.

В первом сценарии первой группы ($C_0 1$; индекс «о» обозначает однопродуктовую организационную структуру) рассматривается ситуация совершенной конкуренции, когда ГенКо, действуя в своих интересах, фактически максимизируют общесистемную общественную эффективность. В таком случае достигаются практически те же результаты, что и при оптимизации всей энергосистемы по единой целевой функции эффективности. Также в этом сценарии формируется долгосрочная функция спроса на электроэнергию. С использованием специальной версии оптимизационной модели совершенной конкуренции ОРИРЭС, указанной в главе 4, определяется точка, характеризующаяся спросом на электроэнергию D_0 и ценой на электроэнергию p_0 из выражений (4.20) и (4.21), а также выявляется долгосрочная эластичность спроса на электроэнергию e_0 , по которым строится указанная функция. Данный сценарий является «базовым». Сравнение с ним последующих сценариев должно показать, насколько отличны результаты обоснования решений по развитию генерирующих компаний, полученные в условиях организационного разделения электроэнергетики на энергокомпании при независимой максимизации целевых функций эффективности этих ГенКо и в условиях несовершенной конкуренции.

Во втором сценарии ($C_0 2$) также предполагается организационное разделение электроэнергетики на энергокомпании, максимизация целевых функций эффективности ГенКо и наличие несовершенной конкуренции. В этих условиях доминирующие энергокомпании склонны проявлять своё стратегическое поведение, ограничивая в долгосрочном плане вводы новых генерирующих мощностей и, соответственно, поставки электроэнергии. Кроме того, в российской электроэнергетике развивается тенденция горизонтальной интеграции – слияния ГенКо, которая анализировалась в главе 2 диссертационной работы. Предполагается что «Газ-

пром», собственник ОГК-6 и владелец большей части акций ТГК-3 («Мосэнерго»), объединяет свои энергетические активы. Кроме того, в перспективе возможно приобретение «Интер РАО ЕЭС» таких активов, как ОГК-1, Ивановские ПГУ, ТГК-6 [250]. В результате, с появлением более крупных ГенКо в Центральной энергозоне, их количество сокращается. Все указанные выше факторы принимаются во внимание в рассматриваемом сценарии.

В третьем сценарии ($C_0 3$), где также рассматриваются перечисленные выше условия, перспективные Петровская и Мучкапская КЭС (ПКЭС и МКЭС) образуют новую ГенКо, которая является новым участником рассматриваемого ЭЭР. Таким образом, данный сценарий позволяет исследовать в долгосрочном периоде появление нового участника и влияние этого на основные параметры (поставки электроэнергии, вводы генерирующих мощностей, равновесную цену) рассматриваемой однопродуктовой организационной структуры.

В четвёртом сценарии ($C_0 4$) предполагается, что долгосрочное развитие Росэнергоатома, как государственной компании, будет происходить в соответствии с установленными планами. Для реализации указанного предположения в модели осуществляется фиксация мощностей данной энергокомпании в расчётном году на определённом планируемом уровне. Это, с одной стороны, предотвращает стратегическое поведение указанной энергокомпании (в плане занижения вводов мощностей), хотя, с другой, возникает риск переинвестирования в случае снижения ожидаемых темпов электропотребления.

В первом сценарии второй группы ($C_d 1$; индекс «Д» обозначает двухпродуктовую организационную структуру) рассматривается ситуация совершенной конкуренции на двухпродуктовом ЭЭР электроэнергии и мощности, когда все ГенКо максимизируют общественную эффективность. При этом дополнительно строится долгосрочная функция спроса на мощность, аналогично тому, как ранее формировалась долгосрочная функция спроса на электроэнергию. Данный сценарий также выступает в качестве базового (для сравнения) для следующего, второго сценария.

Во втором сценарии данной группы ($C_{д2}$) принимались указанные в сценариях $C_{о2}$ и $C_{о3}$ факторы и условия для двухпродуктовой организационной структуры электроэнергетики, т.е. организационное разделение электроэнергетики на энергокомпании, максимизация целевых функций эффективности ГенКо и наличие несовершенной конкуренции.

6.4. Системное обоснование эффективности развития российской электроэнергетики с учётом организационного разделения и интересов участвующих субъектов

6.4.1. Однопродуктовая структурная организация электроэнергетики

Первоначально исследуется развитие однопродуктовой организационной структуры электроэнергетики с торговлей одним товаром – электроэнергией с учётом условий и факторов, описанных в предыдущем разделе главы.

Основные результаты исследований представлены на рисунках 6.1-6.4 и таблице 6.3 для среднего значения долгосрочной эластичности спроса на электроэнергию (-0,7). Результаты исследования влияния эластичности на основные показатели развития электроэнергетики будут представлены далее.

Как видно из рисунка 6.1, в условиях организационной разделённости, независимой максимизации ГенКо своих целевых функций и несовершенной конкуренции в отсутствие необходимых регулирующих воздействий вводы генерирующих мощностей снижаются (по сравнению с условиями максимизации общественной эффективности электроэнергетики). Причём в первую очередь снижаются вводы капиталоемких электростанций. Такой результат прогнозировался, в частности, в [133], когда ещё не были разработаны используемые здесь математические модели и методический аппарат. Вводы минимальны в варианте слияния ГенКо ($C_{о2}$), составляя только половину от вводов при условии совершенной конкуренции. Это обусловлено тем, что слияние ГенКо создаёт предпосылки для доминирования новых укрупнённых компаний, усиливая их олигополистическую

власть. Новый участник рынка, который формируется на основе новых электростанций МКЭС и ПКЭС (сценарий $C_0 3$), максимально развивает свои мощности. Это приводит к росту суммарных вводов по сравнению со сценарием $C_0 2$, в котором эти мощности вводятся лишь частично или не вводятся вообще. В сценарии $C_0 4$ обеспечиваются максимальные вводы генерирующих мощностей из всех сценариев, учитывающих несовершенную конкуренцию, хотя они всё же несколько ниже, чем в сценарии совершенной конкуренции $C_0 1$. Такой результат обусловлен введением регулирующего воздействия в виде установления требования на развитие генерирующих мощностей Росэнергоатома.

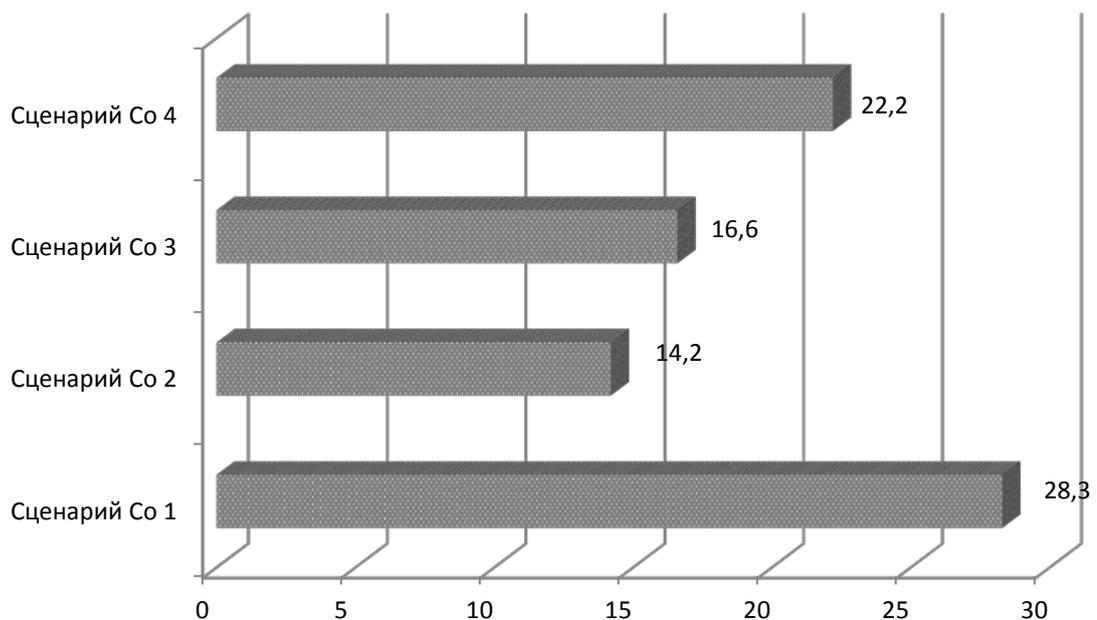


Рисунок 6.1 – Объемы вводов генерирующих мощностей при однопродуктовой организационной структуре электроэнергетики, ОЭС Центра, 2030 г., ГВт

Указанное выше стратегическое поведение ГенКо приводит к соответствующему занижению предложения электроэнергии генерирующими энергокомпаниями. В сценариях $C_0 2$ и $C_0 3$ это предложение ниже, чем в условиях совершенной конкуренции (см. рисунок 6.2). В сценарии $C_0 4$ предложение электроэнергии выше по сравнению с указанными двумя сценариями (в силу регулирования вводов генерирующих мощностей), хотя всё же ниже, чем в базовом. В результате,

потребители вынуждены снижать в долгосрочной перспективе свое электропотребление, уходя от общественного оптимума и неся соответствующие экономические потери. Данные потери образуются в указанных выше сценариях вследствие роста равновесных цен на электроэнергию. Как следует из рисунка 6.3, среднегодовые равновесные цены на электроэнергию для сценариев $C_0 2$, $C_0 3$ возрастают на 14-18% по сравнению со сценарием $C_0 1$. Следует отметить, что в сценарии $C_0 3$ цена несколько снижается по сравнению со сценарием $C_0 2$. Это объясняется появлением в сценарии $C_0 3$ нового субъекта, что несколько ограничивает доминирующее положение других участников и их негативное влияние на уровень равновесной цены. В сценарии $C_0 4$ рост равновесной цены минимален в силу причин, указанных выше.

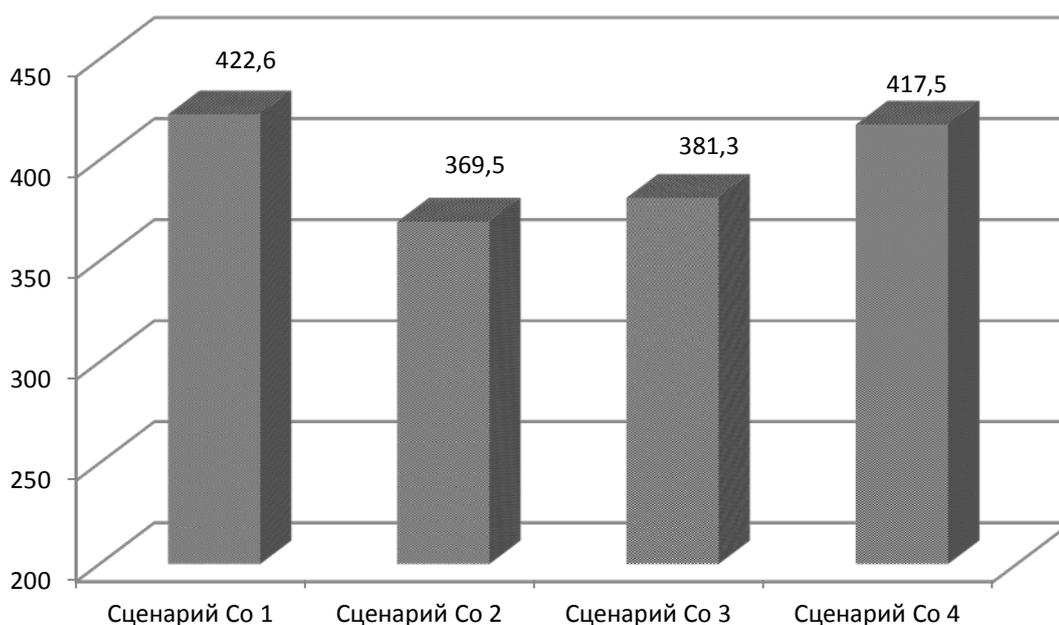
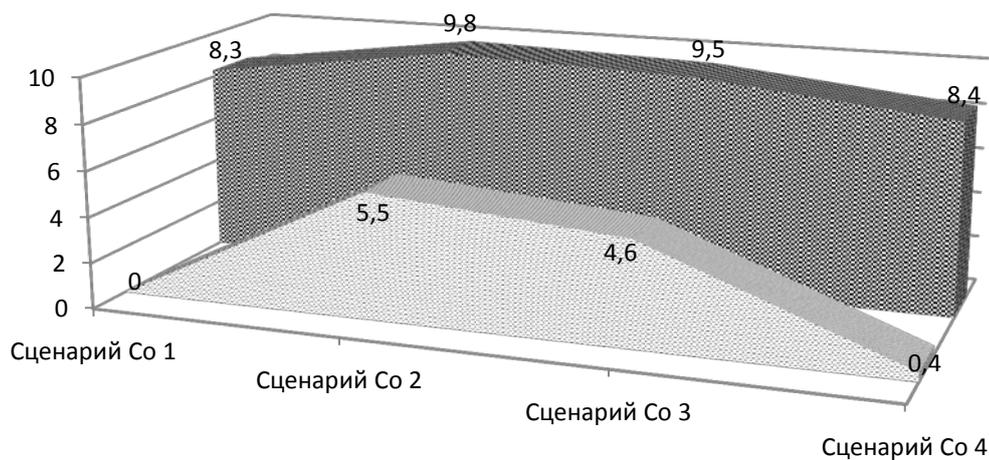


Рисунок 6.2 – Предложение электроэнергии при однопродуктовой организационной структуре электроэнергетики, ОЭС Центра, 2030 г., ТВт·ч/год

На рисунке 6.3 также приведены потери потребителей от завышения равновесных цен. Как можно видеть, эти потери довольно велики, и для ОЭС Центра достигают 4,6-5,5 млрд.дол./год на уровне 2030 г. Следует, однако, отметить, что потери потребителей в сценарии $C_0 3$ почти на 1 млрд.дол. ниже, чем в сценарии

С₀ 2. Это обусловлено, как пояснялось выше, появлением в сценарии С₀ 3 нового участника ЭЭР. Потери потребителей минимальны в сценарии С₀ 4, в котором регулируются/задаются объёмы вводов АЭС, что, соответственно, определяет повышенные объёмы поставок электроэнергии данного типа электростанций и снижения за счёт этого равновесной цены.



▬ Потери потребителей, млрд.дол./год ▬ Равновесная оптовая цена, цент/кВт·ч

Рисунок 6.3 – Равновесные цены и потери потребителей электроэнергии при однопредметной организационной структуре электроэнергетики, ОЭС Центра, 2030 г.

На рисунке 6.4. представлена структура выработки электроэнергии разными типами электростанций для различных сценариев. Как видно, в условиях организационной разделённости электроэнергетики на ГенКо и отдельной оптимизации ими своих целевых функций эффективности не только снижаются объёмы вводов генерирующих мощностей и поставки электроэнергии, но и изменяется, в отдельных случаях существенно, структура выработки электроэнергии различными типами электростанций. При этом снижается эффективность производства электроэнергии в целом.

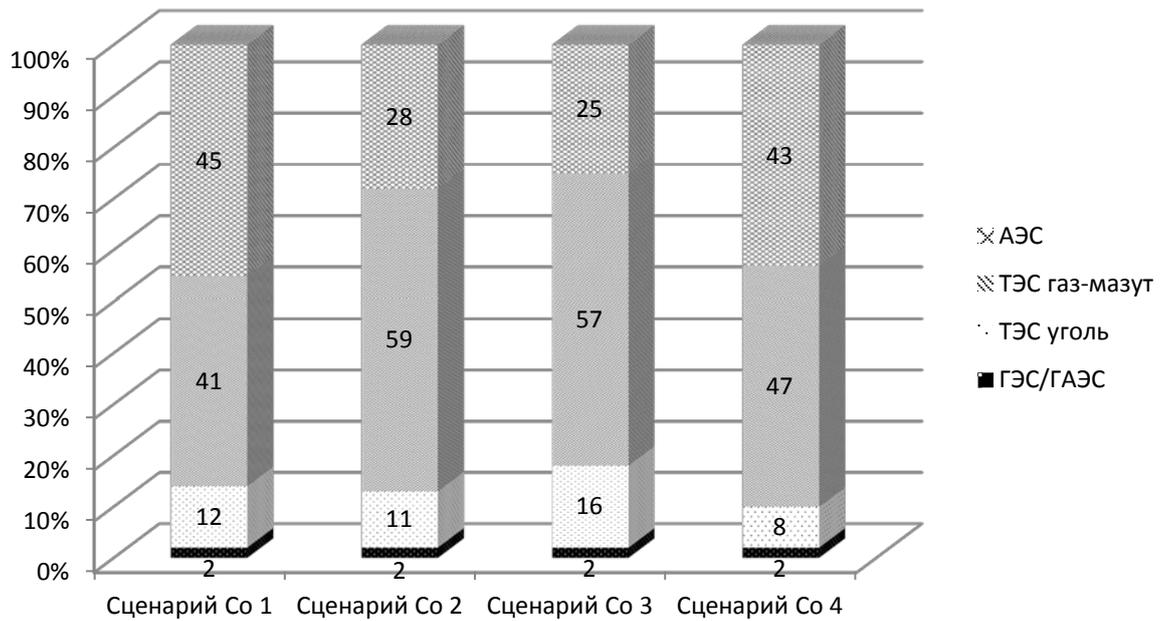


Рисунок 6.4 – Структура генерации электроэнергии для сценариев развития электроэнергетики как однопродуктовой организационной структуры

В базовом оптимальном сценарии $S_0 1$ высока доля атомной генерации. В сценариях $S_0 2$ и $S_0 3$ она снижается за счёт роста генерации на более дорогих ТЭС на газе/мазуте и частично угле. В сценарии $S_0 3$ возрастает, в частности, доля угольной генерации за счёт того, что появляется новая ГенКо, включающая угольные электростанции. Равновесные цены в данных сценариях также наивысшие. В наибольшей степени приближена к оптимальной (сценарий $S_0 1$) структура генерации электроэнергии в сценарии $S_0 4$. Однако и в нём относительно высока доля выработки дорогих газо-мазутных станций и несколько снижена доля АЭС.

В таблице 6.3 показана доля основных ГенКо в выработке электроэнергии в ОЭС Центра ЕЭС России на уровне 2030 г. Как видно, доминирующее положение занимают, прежде всего, Росэнергоатом и Мосэнерго, к которым в различных вариантах добавляются ОГК-1,3 и новая энергокомпания, сформированная на базе МКЭС и ПКЭС. Расчеты показывают, что, в основном, первые две из перечисленных энергокомпаний влияют на установление равновесной цены, играя как на её

повышение, так и на понижение, в зависимости от складывающейся конъюнктуры, в то время как остальные ГенКо, как правило, «подстраиваются» под их поведение.

Таблица 6.3 – Структура выработки электроэнергии ГенКо в ОЭС Центра, 2030 г.

| Сценарии | Доминирующие энергокомпании (доля поставок, %) | | |
|------------------|--|--------------------|---|
| | С ₀ 1 | Росэнергоатом (45) | Мосэнерго (19) |
| С ₀ 2 | Росэнергоатом (29) | Мосэнерго (28) | ОГК-1,3 (7) |
| С ₀ 3 | Росэнергоатом (26) | Мосэнерго (20) | Новая ГенКо (ПКЭС и МКЭС) (9), ОГК-1,3 (10) |
| С ₀ 4 | Росэнергоатом (44) | Мосэнерго (17) | ОГК-1,3 (10) |

Как видно из таблицы 6.3, новая энергокомпания (ПКЭС+МКЭС), появляясь в рассматриваемой энергозоне, занимает на нём долю в 9%. Причём снижение суммарной доли доминирующих компаний (Росэнергоатома и Мосэнерго) даже превышает указанную величину. Как представляется, это объясняется тем, что с приходом нового участника, повышается в целом конкурентность, и другие, хотя и менее значимые поставщики, не следуя в фарватере политики доминирующих производителей, стараются сократить их доли в выработке электроэнергии за счёт увеличения своих.

Структура выработки электроэнергии по энергокомпаниям в сценарии С₀ 4 близка к структуре при условиях совершенной конкуренции (С₀ 1). В обоих случаях в выработке электроэнергии велика доля АЭС. Однако, в первом случае это обусловлено тем, что при оптимизации развития энергокомпаний в условиях совершенной конкуренции (что фактически эквивалентно оптимизации развития ОЭС в целом по единой целевой функции) в наибольшей степени развиваются эффективные атомные электростанции. Во втором случае АЭС развиваются в силу установленного требования (в виде ограничения модели) на определённые объёмы их развития. Поскольку АЭС являются эффективными источниками, то при наличии указанного ограничения, обеспечивается в целом достаточно эффек-

тивное развитие ОЭС, хотя и разделённой на отдельные компании, максимизирующие свои целевые функции эффективности и развивающиеся и функционирующие в условиях несовершенной конкуренции.

Дополнительные расчеты, выполненные для разных значений эластичности спроса на электроэнергию, показали, что этот фактор оказывает влияние на результаты. Так, в случае снижения эластичности до $-0,5$, дополнительное (по сравнению со значением эластичности равным $-0,7$) сокращение вводов может достигать $1,6$ ГВт, а выработки электроэнергии – несколько более 9 ТВт·ч/год (в сценарии $S_0 2$). При эластичности, повышенной до $-0,9$, дополнительные (опять-таки по сравнению со значением эластичности равным $-0,7$) вводы составляют 1 ГВт, а увеличение выработки – более 6 ТВт·ч/год в том же сценарии. Соответственно, цена при пониженной эластичности в сценарии $S_0 2$ возрастает на 29 %, а при повышенной – только на 12 % по сравнению с ценой совершенного рынка. В меньшей степени влияние эластичности проявляется в сценарии $S_0 3$, где появляется новый участник рынка. Совсем в незначительной степени влияние эластичности проявляется в сценарии $S_0 4$, в котором при эластичности $-0,5$ равновесная цена превышает цену совершенного рынка всего на $2,5$ %, а при эластичности $-0,9$ фактически сравнивается с ней.

Следует подчеркнуть, что во всех рассматриваемых сценариях и для всех условий проверялись и выполнялись как часовые балансы мощности, так и балансы электроэнергии в годовом разрезе, а также обеспечивались необходимые режимы работы разных типов электростанций при заданных суточных, недельных и годовых режимах электропотребления.

6.4.2. Двухпродуктовая структурная организация электроэнергетики

При введении механизма торговли мощностью, наряду с торговлей электроэнергией, существенно возрастают вводы генерирующих мощностей даже в условиях несовершенной конкуренции (см. рисунок 6.5). Как видно из рисунка, в

условиях несовершенной конкуренции вводы мощностей только на 1 ГВт меньше, чем вводы в условиях совершенной конкуренции. При этом для однопродуктовой организации электроэнергетики вводы в условиях несовершенной конкуренции ниже на 6-14 ГВт в зависимости от рассматриваемых условий (см. рисунок 6.1).

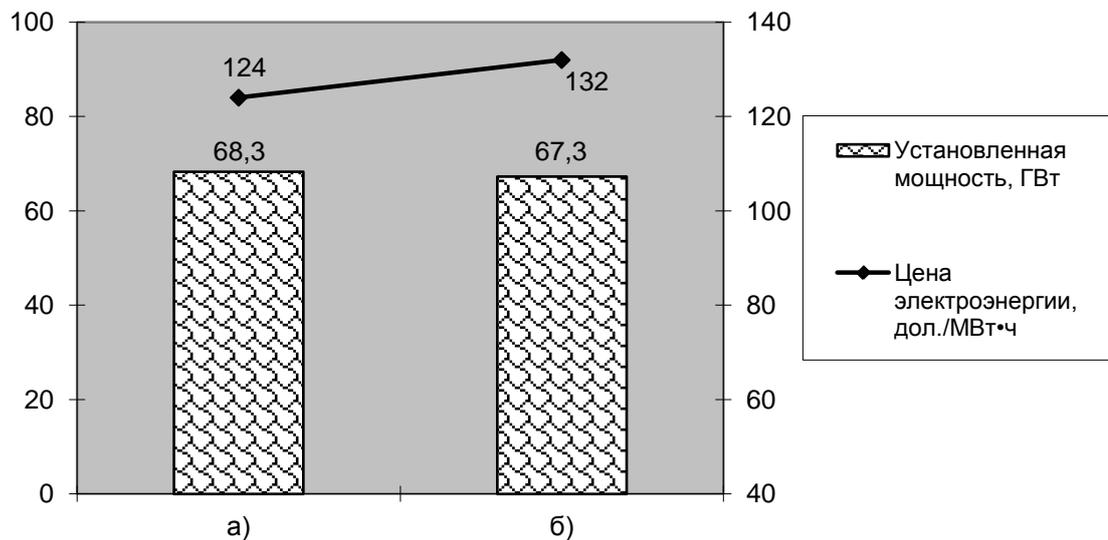


Рисунок 6.5 – Установленная мощность и агрегированная цена электроэнергии, ОЭС Центра, 2030 г.; а) сценарий двухпродуктовой оргструктуры электроэнергетики с совершенной конкуренцией $C_d 1$; б) сценарий двухпродуктовой оргструктуры электроэнергетики с несовершенной конкуренцией $C_d 2$.

В то же время агрегированные равновесные цены для двухпродуктовой организационной структуры оказываются выше, чем для однопродуктовой (см. рисунок 6.3 и таблицу 6.4). Это обусловлено тем, что в однопродуктовой структуре равновесная цена формируется по предельным совокупным затратам (включая инвестиционные) замыкающего энергобаланс объекта. В двухпродуктовой структуре, на рынке электроэнергии цена формируется по предельным топливным затратам одного замыкающего объекта, а на рынке мощности – по предельным затратам, включая инвестиционные, другого замыкающего объекта. В результате агрегированные предельные затраты этих замыкающих объектов оказываются выше, чем предельные совокупные затраты одного замыкающего объекта в одно-

продуктовой структуре (имеются ввиду удельные величины, отнесённые к вырабатываемой электроэнергии).

Таблица 6.4 – Цены при двухпродуктовой структурной организации электроэнергетики и разных типах конкуренции

| Сценарии | Тип конкуренции | Цена на электроэнергию, дол./кВт·ч | Цена на мощность, приведенная к цене на электроэнергию, дол./кВт·ч | Агрегированная цена, дол./кВт·ч |
|------------------|-----------------|------------------------------------|--|---------------------------------|
| С _д 1 | Совершенная | 0,057 | 0,067 | 0,124 |
| С _д 2 | Несовершенная | 0,064 | 0,068 | 0,132 |

Как показали расчёты, в однопродуктовой и двухпродуктовой организационных структурах электроэнергетики замыкающими оказываются разные станции: в сценарии С_о 1 – газовые ТЭС, а в сценарии С_д 1 на рынке мощности – новые АЭС, на рынке электроэнергии – газовые ТЭС. Поэтому даже для условий совершенной конкуренции агрегированная цена в сценарии С_д 1 превышает равновесную цену в сценарии С_о 1. Рассмотренная ситуация сохраняется и для несовершенного рынка.

В сценарии С_д 2 в условиях несовершенной конкуренции цена повышается по сравнению с условиями совершенной конкуренции (сценарий С_д 1). Вместе с тем, по сравнению с условиями несовершенной конкуренции и однопродуктовой электроэнергетической структуре (сценарии С_о 2, С_о 3, С_о 4), в сценарии С_д 2 вводится больше новых мощностей в ЭЭС, тем самым повышая обеспеченность ими.

Хотя, как отмечалось выше, объёмы вводов генерирующих мощностей в условиях несовершенной конкуренции при двухпродуктовой организации электроэнергетики снижаются незначительно по сравнению с условиями совершенной конкуренции, структура этих вводов заметно изменяется (см. рисунок 6.6). В сценарии С_д 2 существенно снижается доля вводов эффективных атомных электростанций, что как будет видно далее, приведёт к ухудшению структуры выработки электроэнергии в данном сценарии.

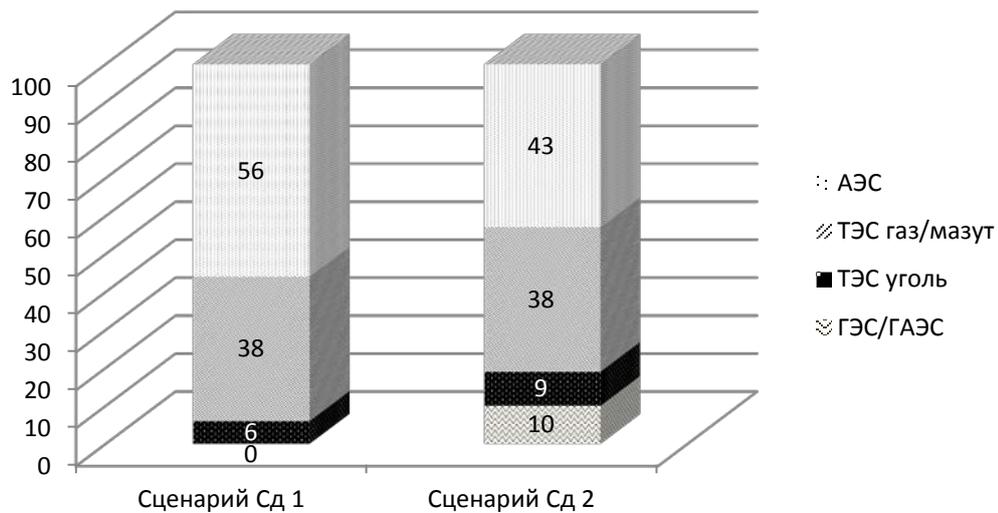


Рисунок 6.6 – Структура вводов генерирующих мощностей при двухпродуктовой организации электроэнергетики, %.

На рисунке 6.7 представлены относительные доли выработки электроэнергии разными типами электростанций. Как видно из рисунка, структура генерации электроэнергии в условиях совершенной конкуренции в сценарии С_д 1, хотя и близка к структуре выработки для сценария С_о 1 (однопродуктовая структурная организация электроэнергетики, рисунок 6.4), но всё же несколько отлична от неё. Это обусловлено тем, что происходит переход от оптимизации единой однопродуктовой электроэнергетической структуры фактически к оптимизации двух различных структур в отдельности (на одной из которых осуществляется оборот электроэнергии, а на другой – мощности). При этом происходит определённая потеря эффективности, о чём свидетельствует рост равновесных агрегированных цен в сценарии С_д 1 по сравнению со сценарием С_о 1, что уже отмечалось ранее.

В то же время, как видно из рисунка 6.7, сценарий С_д 2 близок по структуре генерации к сценарию С_о 4 (однопродуктовая организационная структура, рисунок 6.4), в котором регулятором устанавливается требуемый уровень развития мощностей АЭС. Кроме того, в обоих сценариях обеспечиваются значительные приросты генерирующих мощностей. Хотя снижение вводов генерирующих мощностей при несовершенной конкуренции, по сравнению с условиями совершенной

конкуренции для двухпродуктовой структуры меньше, чем для однопродуктовой. Это обусловлено тем, что, согласно сценария, в однопродуктовой структуре требования по развитию мощностей накладывались только на один тип электростанций – атомные.

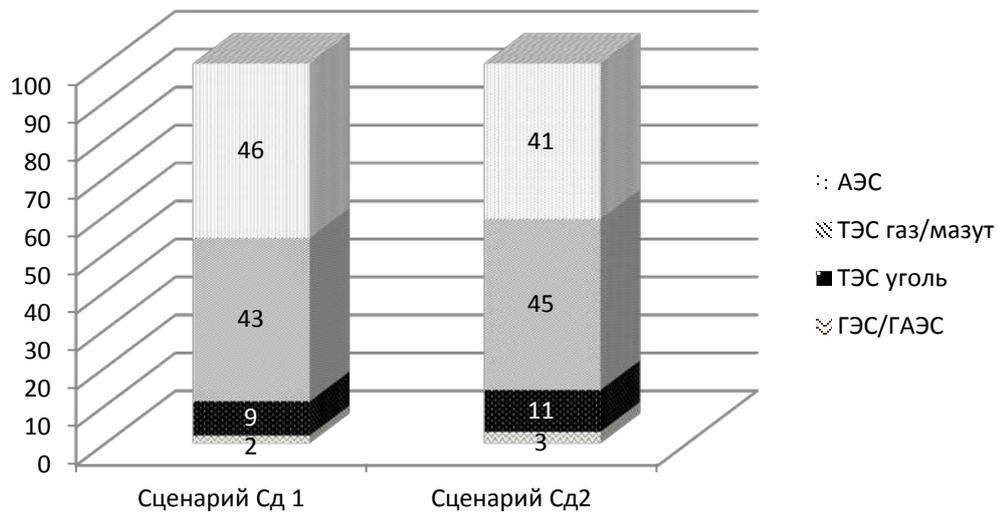


Рисунок 6.7 – Структура генерации электроэнергии при двухпродуктовой организации электроэнергетики, %.

В целом следует отметить, что для двухпродуктовой организации электроэнергетики в условиях несовершенной конкуренции структура выработки электроэнергии по типам электростанций отличается от структуры выработки при совершенной конкуренции в меньшей степени, чем это имеет место для однопродуктовой организации.

6.5. Выводы по главе 6

1. Впервые были выполнены исследования развития генерирующих мощностей ЕЭС России (в рамках ОЭС Центра) с учётом её организационной разделённости на отдельные энергокомпании, независимой максимизации ГенКо своих целевых функций и несовершенной конкуренции при одно- и двухпродуктовой организации электроэнергетики.

2. В условиях однопродуктовой структуры электроэнергетики в отсутствие необходимых регулирующих воздействий вводы генерирующих мощностей снижаются (по сравнению с условиями максимизации общесистемной эффективности электроэнергетики). При этом вводы минимальны в варианте слияния ГенКо, составляя только половину от вводов для условий совершенной конкуренции. Это обусловлено стратегическим поведением доминирующих консолидированных ГенКо. Указанное снижение вводов приводит к соответствующему занижению поставок электроэнергии. В результате в условиях несовершенной конкуренции равновесные цены возрастают на 14-18% по сравнению с вариантом совершенной конкуренции. Потери потребителей в ОЭС Центра от такого завышения цен могут достигать 4,6-5,5 млрд.дол./год на уровне 2030 г.

В указанных выше условиях не только снижаются объёмы вводов генерирующих мощностей и поставки электроэнергии, но и изменяется структура вводов мощностей и выработки электроэнергии различными типами электростанций. При этом снижается эффективность производства электроэнергии в целом.

3. Приход нового участника рынка, который максимально развивает свои мощности, приводит к некоторому росту суммарных вводов в ЭЭС, которые, однако, всё равно оказываются меньше, чем в условиях совершенной конкуренции.

Введение регулирующего воздействия в виде установления требования на развитие генерирующих мощностей Росэнергоатомом приводит в долгосрочном периоде к дополнительному росту вводов генерирующих мощностей (на АЭС) и их выработки, снижению равновесной цены и ущерба потребителей электроэнергии. Кроме того, в данном случае структура генерации электроэнергии разными типами электростанций в наибольшей степени приближена к оптимальной.

4. В двухпродуктовой электроэнергетической структуре при введении механизма торговли мощностью (наряду с торговлей электроэнергией) существенно возрастают вводы генерирующих мощностей по сравнению с однопродуктовой структурой даже в условиях несовершенной конкуренции. В рамках данной оргструктуры в условиях несовершенной конкуренции вводы мощностей только на 1

ГВт меньше, чем вводы в условиях совершенной конкуренции. Соответственно, повышается обеспеченность генерирующими мощностями в долгосрочной перспективе. Однако, при этом растёт равновесная цена и снижается эффективность данной формы организации электроэнергетики для потребителей.

5. Приход на ЭЭР новых энергокомпаний, механизм торговли мощностью, механизм установления требований к ГенКо по развитию генерирующих мощностей, хотя и в различной степени и с разной эффективностью, приводят в долгосрочной перспективе к росту обеспеченности установленными мощностями. При этом, как представляется, возможно то или иное их сочетание.

6. Традиционно выполняемые в России работы по обоснованию развития ЭЭС нуждаются в проведении обоснования в условиях организационной разделённости электроэнергетики и с учётом интересов энергокомпаний для выявления и корректировки их поведения в долгосрочной перспективе. В качестве корректирующих мероприятий могут выступать специальные механизмы обеспечения развития генерирующих мощностей, в т.ч. рассмотренные выше.

Заключение

Главными результатами диссертационной работы являются усовершенствование системного подхода в энергетике за счёт создания обновлённого модельно-методического инструментария для обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний с учётом интеграции и дерегулирования, а также решение ряда актуальных прикладных задач развития с использованием указанных инструментов. Более детальное описание результатов представлено ниже.

I. Выполнен многосторонний анализ используемой ранее и современной зарубежной и отечественной методологии и применяемых математических моделей обоснования развития электроэнергетики, интеграционных и дерегуляционных тенденций, охвативших различные регионы мира и страны, в т.ч. Россию. Структурирована и проанализирована формирующаяся отечественная система управления развитием электроэнергетики. Сделанное стало надёжной основой для успешного выполнения методических и прикладных исследований по обоснованию развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний России.

II. Предложена обновлённая концепция обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний в современных условиях. Она включает в рассмотрение технические, экономические, организационные аспекты/факторы, учитывает тенденции интеграции и дерегулирования в электроэнергетике, а также предлагает в качестве основного инструментария для обоснования развития систему оптимизационных (прямых и двойственных) и равновесных математических моделей.

III. Усовершенствована методология обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, реализующая указанную выше концепцию, главным образом, за счёт организационного разделения электроэнергетики на отдельные субъекты и учета интересов этих субъектов на разных уровнях территориально-технологической иерархии электроэнергетики, включая иерархические уровни ЭЭС/ОЭС и энергокомпаний. Она представляет собой систему последовательно

решаемых взаимоувязанных методических задач, дополняющих уже сформированные ранее в рамках методологии ИСЭМ СО РАН, для решения которых разработаны специальные методические положения.

В первой задаче обоснования развития внешних электрических связей России в условиях многосторонней электроэнергетической интеграции выполняется максимизация эффективности формирования МГЭО в целом с последующим разделением интегрального системного эффекта между всеми участвующими странами. Тем самым учитываются интересы входящих в МГЭО стран-участников и его организационное разделение на национальные ЭЭС. Для разделения эффекта разработана специальная методика на базе двойственных оценок. Во второй задаче, уточняющей и дополняющей первую, оценивается эффективность вхождения в МГЭС/МГЭО каждой страны в отдельности с последующим попарным согласованием и обоснованием эффективности электроэнергетической интеграции для обеих сторон. При этом используется разработанная методика поиска эффективных взаимоприемлемых для участвующих сторон обменов перетоками электроэнергии. Еще одна задача обоснования развития электроэнергетики России сформулирована и решена с учётом структурной организации отрасли с разделением её на отдельные энергокомпании, максимизацией функции эффективности каждой из них и поиском долгосрочного равновесия в условиях несовершенной конкуренции.

IV. Для решения данных методических задач, помимо упомянутых выше методических положений, разработана система математических моделей. Она включает качественно различающиеся, однако, дополняющие друг друга модели, в т.ч. оптимизационные (прямые и двойственные) и равновесные. Объединение указанных моделей в единую систему и совместное применение их для исследования и обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, даёт новое качество получаемых результатов. Так, данная система позволяет комплексно исследовать электроэнергетику с рассмотрением технико-экономических и организационных факторов с учетом внешних электрических связей ЭЭС Рос-

сии и интересов субъектов электроэнергетики, дополняя исследования, проводимые в рамках имеющейся методологии обоснования развития электроэнергетики ИСЭМ СО РАН.

В составе указанной выше системы моделей разработана модель оптимизации развития и режимов работы ЭЭС, с использованием которой осуществляется оптимизация каждой энергосистемы или энергообъединения в целом по единой целевой функции. Для разделения полученного с использованием этой модели общего системного эффекта между странами-участниками объединения, в рамках специальной методики дополнительно используется разработанная двойственная модель оптимизации развития и режимов ЭЭС и получаемые с её помощью долгосрочные двойственные оценки (множители Лагранжа). Разработана модифицированная модель развития и режимов ЭЭС, в которой учитывается организационное разделение МГЭО на ЭЭС отдельных стран, с оптимизацией их целевых функций эффективности. Разработаны однопродуктовая (с торговлей одним товаром – электроэнергией) и двухпродуктовая (когда торговля осуществляется электроэнергией и мощностью) равновесные модели развития на основе концепции Нэша и методики Курно, которые учитывают организационную разделённость ЭЭС на энергокомпании с оптимизацией целевых функций эффективности каждой из них в условиях несовершенной конкуренции.

V. Впервые выполнены комплексные оптимизационные энергобалансовые и режимные исследования перспектив и эффективности формирования межгосударственного энергообъединения в Северо-Восточной Азии и внешних электрических связей ЭЭС России, что позволило получить новые оригинальные результаты.

Согласно этим исследованиям, потенциальные системные эффекты, получаемые в результате формирования межгосударственного энергообъединения в СВА, для разных сценариев, могут составить 16-30 млрд.дол./год в части экономии затрат на функционирование и развитие этого объединения (учитывая при этом затраты в электросетевую инфраструктуру), 38-74 ГВт экономии установ-

ленных генерирующих мощностей, 51-77 млрд.дол. экономии инвестиций и 4-13 млрд.дол./год экономии топливных затрат.

Создание МГЭО в СВА приведет к весьма значительным обменам электроэнергией и мощности между странами региона. Согласно выполненным исследованиям, в перспективе до 2035 г. объемы международной торговли электроэнергией в регионе могут достичь 400 ТВт·ч/год. Доля России в этом объёме составляет 13-15%, достигая максимума (более 20%) в сценарии 2. При этом общая пропускная способность МГЭС России с другими странами СВА превышает 30 ГВт. Для России эффективна МГЭС от экспортных ТЭС Сахалина, а в перспективе и от ТЭС в Южной Якутии, в Японию пропускной способностью порядка 5 ГВт с передачей около 30 ТВт·ч/год. Причём более эффективно использование экспортных электростанций не как чисто экспортных, а также участвующих в покрытии местной нагрузки. МГЭС Россия-Китай, Россия-Корейский полуостров с пропускными способностями 8-9 и 1,5-2 ГВт, соответственно, являются потенциально эффективными для реализация системных эффектов с взаимным обменом потоками мощности и электроэнергии, переменными во времени (по часам суток, сезонам года). Кроме того, эффективным является предоставление Россией системных услуг по выравниванию неравномерной энергоотдачи возобновляемых источников электроэнергии преимущественно в Китае.

Оценка эффективности МГЭО СВА с учётом его организационной разделённости на ЭЭС отдельных стран показало, что наибольший эффект от участия в межгосударственном энергообъединении получают Китай и Япония, крупнейшие его участники (в сумме – практически 70% суммарного системного эффекта). Наименьший эффект – у Монголии. Хотя торговый эффект для России наибольший, он в значительной степени сокращается за счёт затрат на сооружение экспортных электростанций, топливо для них, а также в межгосударственные линии. В результате Россия получает долю от общего системного эффекта формирования МГЭО в размере несколько менее 10%. Хотя эта доля относительно невелика, в абсолютном выражении она существенна, составляя около 2 млрд.дол./год.

Проведенные дополнительные исследования российско-корейского энергообъединения, как части МГЭО СВА, при его организационной разделённости на ЭЭС отдельных стран с максимизацией интересов участвующих сторон и их последующем согласовании показали, что РК и РДВ преимущественно обмениваются своими сезонными избыточными объемами электроэнергии (РДВ – летом, РК – зимой), невостребованными потребителями внутри этих стран. Суммарные эффективные объемы перетоков, полученные таким образом составили несколько более 5 ТВт·ч/год, а оптимальная пропускная способность МГЭС была оценена примерно в 1,6 ГВт.

VI. Впервые выполнены исследования развития генерирующих мощностей ЭЭС России (в рамках ОЭС Центра) с учётом её организационной разделённости на отдельные энергокомпании, независимой максимизации ГенКо своих целевых функций и несовершенной конкуренции при одно- и двухпродуктовой организации электроэнергетики.

В условиях однопродуктовой структуры электроэнергетики в отсутствие необходимых регулирующих воздействий вводы генерирующих мощностей существенно снижаются (по сравнению с условиями максимизации общесистемной эффективности электроэнергетики). При этом вводы минимальны в варианте слияния ГенКо, составляя только половину от вводов для условий совершенной конкуренции. Это обусловлено стратегическим поведением доминирующих консолидированных ГенКо. Указанное снижение вводов приводит к соответствующему занижению поставок электроэнергии. Также изменяется структура вводов мощностей и выработки электроэнергии различными типами электростанций. В результате в условиях несовершенной конкуренции равновесные цены возрастают на 14-18% по сравнению с вариантом совершенной конкуренции. Потери потребителей в ОЭС Центра от такого завышения цен могут достигать 4,6-5,5 млрд.дол./год на уровне 2030 г.

Появление нового участника, который максимально развивает свои мощности, приводит к некоторому росту суммарных вводов в энергосистеме в целом,

которые, однако, всё равно оказываются меньше, чем в условиях совершенной конкуренции. Введение регулирующего воздействия в виде установления требования на развитие генерирующих мощностей приводит в долгосрочном периоде к благоприятным результатам в виде дополнительного роста вводов генерирующих мощностей и их выработки, снижению равновесной цены и ущербов потребителей электроэнергии.

В двухпродуктовой электроэнергетической структуре при введении механизма торговли мощностью (наряду с торговлей электроэнергией) существенно возрастают вводы генерирующих мощностей по сравнению с однопродуктовой структурой даже в условиях несовершенной конкуренции. Соответственно, повышается обеспеченность генерирующими мощностями в долгосрочной перспективе. Однако это приводит к росту равновесной цены, снижая эффективность данной формы организации электроэнергетики для потребителей.

Приход на ЭЭР новых энергокомпаний, механизмы торговли мощностью и установления требований к ГенКо по развитию генерирующих мощностей, хотя и в различной степени и с разной эффективностью, приводят в результате в долгосрочной перспективе к росту обеспеченности установленными мощностями.

VII. Сформированные в диссертационной работе методическая база и модельно-вычислительный инструментарий дают возможность комплексно исследовать электроэнергетику России, совместно рассматривая технико-экономические и организационные факторы, учитывая потенциальные и имеющиеся внешние электрические связи ЕЭС России и смежные ЭЭС других стран, организационную разделённость электроэнергетики и интересы её субъектов, дополняя тем самым традиционные исследования, проводимые в рамках имеющейся методологии обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний. Вместе с тем, требуется дальнейшее совершенствование методологии и математических моделей с учётом постоянно изменяющихся и усложняющихся условий.

Список сокращений

- АО – акционерное общество
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии
- ВИЭК – вертикально-интегрированная энергокомпания
- ВПТ – вставка постоянного тока
- ВЭР – возобновляемые энергоресурсы
- ВЭС – ветровые электростанции
- ГДР – Германская Демократическая Республика
- ГенКо – генерирующая компания
- ГЭС – гидроэлектростанция
- ДО – двойственная оценка
- ДПМ – договор о предоставлении мощности
- ДРК – Демократическая Республика Конго
- ДРМ – долгосрочный рынок мощности
- ДЦ – диспетчерский центр
- ЕЭС – Единая энергосистема
- ЗСП – зона свободного перетока
- Интер РАО ЕЭС – Интер Российское акционерное общество Единая энергосистема (диверсифицированный энергетический холдинг, управляющий активами в России, странах СНГ и Европы)
- ИПР – интегрированное планирование ресурсов
- ИСЭМ СО РАН – Институт систем энергетики им.Л.А.Мелентьева Сибирского отделения Российской Академии наук
- КНДР – Корейская Народно-Демократическая Республика
- КНР – Китайская Народная Республика
- КОМ – конкурентный отбор мощности
- ЛЭП – линия электропередачи
- МАГАТЭ – Международное агентство по атомной энергии

- МГИ – механизм гарантирования инвестиций
- МГЭО – межгосударственное энергообъединение
- МГЭС – межгосударственная электрическая связь
- МКЭС – Мучкапская КЭС
- МНР – Монгольская Народная Республика
- МОЭК – Московская энергокомпания
- МРСК – межрегиональная электросетевая компания
- НЭС – национальная электрическая сеть
- ОРИРЭС – оптимизационная модель развития и режимов энергосистем
- ОАО – открытое акционерное общество
- ОГК – оптовая генерирующая компания
- ООО – общество с ограниченной ответственностью
- ОРЭМ – оптовый рынок электроэнергии и мощности
- ОЭС – объединенная энергосистема
- ОЭС/ЕЭС – энергообъединение на постсоветском пространстве
- ПАО – публичное акционерное общество
- ПИК – программно-информационный комплекс
- ПВК – программно-вычислительный комплекс
- ПГУ – парогазовые установки комбинированного цикла
- ПКЭС – Петровская КЭС
- ППТ – передача постоянного тока
- ПТРМ – перспективный технологический резерв мощности
- РАО ЕЭС России – Российское акционерное общество Единая энергосистема России
- РАО ЭС Востока – Российское акционерное общество Энергосистемы Востока
- РДВ – Российский Дальний Восток
- РК – Республика Корея
- РФ – Российская Федерация

РЭС – региональная/районная энергосистема
СА – Северная Америка
СВА – Северо-Восточная Азия
СВК – Северо-Восточный Китай
СИПР – схема и программа развития
СК – Северный Китай
СО ЕЭС – Системный оператор Единой энергосистемы
СССР – Союз Советских Социалистических Республик
СУРЭ – система управления развитием электроэнергетики
США – Соединенные Штаты Америки
СЭВ – Совет экономической взаимопомощи
СЭС – солнечные электростанции
ТГК – территориальная генерирующая компания
ТЭК – топливно-энергетический комплекс
ТЭС – тепловая электростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
ФАС – Федеральной антимонопольной службой
ФП – функция предложения
ФС – функция спроса
ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергосистемы
ЦА – Центральная Америка
ЦДУ – Центральное диспетчерское управление
ЭСО – энергосбытовая организация
ЭЭР – электроэнергетический рынок
ЭЭС – электроэнергетическая система
ЮА – Южная Америка
ЮАР – Южно-Африканская Республика

APEREC – Asia Pacific Energy Research Center (Азиатско-Тихоокеанский энергетический исследовательский центр)

ASEAN – Association of Southeast Asian Nations (Ассоциация стран Юго-Восточной Азии – АСЕАН)

BALTREL – Baltic Ring Electricity Co-operation Committee (Международный Комитет по сотрудничеству стран Балтийского региона)

BETTA – British Electricity Trading and Transmission Arrangements (Британская система торговли и передачи электроэнергии)

BSR – Baltic Sea Ring (Балтийское энергокольцо)

BSRTP – Black Sea Regional Transmission Planning Project (Проект планирования систем электропередачи в регионе Черного моря – Черноморское энергокольцо)

CAPS – Central Asian Power System (Центрально-Азиатское МГЭО)

CASAREM – Central Asia South Asia Regional Electricity Market (Региональный рынок электроэнергии Центральной и Южной Азии)

CEAC – Consejo de Electrificación de América Central (Совет по электрификации Центральной Америки)

COMELEC – Comité Maghrébin de L'Electricité (Магрибский энергетический комитет)

COMESA – Common Market for Eastern and Southern Africa (общий рынок Восточной и Южной Африки)

CRF – Capital Recovery Factor (коэффициент возврата капиталовложений)

CSF – Conjectured Supply Function (предполагаемая функция предложения)

CV – Conjectural Variation (предполагаемое отклонение)

EAC – East Africa Community (Сообщество Восточной Африки)

EMMA – Electricity Market Model (модель рынка электроэнергии)

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity (Европейская ассоциация сетевых и системных операторов)

GAMS – General Algebraic Modeling System (общая алгебраическая система моделирования)

IAEE – International Association for Energy Economics

ICEE – International Conference of Electrical Engineering

IEEE PES – Institute of Electrical and Electronics Engineers, Power and Energy Society

KERI – Korea Electrotechnology Research Institute (КЕРИ – Корейский исследовательский институт электротехнологий)

LTEM – Long-Term Expansion Model (модель долгосрочного развития)

MEDRING – Mediterranean Electricity Ring (Средиземноморское энергокольцо)

NAFTA – North American Free Trade Agreement (Североамериканское соглашение о свободной торговле)

NEAREST – North East Asia Regional Electric System Ties (Восточно-Азиатское МГЭО)

NEA RPIC – Northeast Asia Regional Power Interconnection and Cooperation (региональное энергообъединение и кооперация в Северо-Восточной Азии)

NETA – New Electricity Trading Arrangements (Новая система торговли электроэнергией)

OLADE – Organización Latinoamericana de Energía (Латиноамериканская энергетическая организация)

SAARC – South Asian Association for Regional Cooperation (Южно-Азиатская ассоциация региональной кооперации)

SADC – Southern African Development Community (Южно-африканской экономической организации)

SFE – supply function equilibrium (равновесие на аукционе)

SIEPAC – Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (Энергообъединение стран Центральной Америки)

SUDEL – South East European Interconnected System (Южный союз)

SUPER – Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional (модель планирования развития генерации и межсистемных электрических связей)

UCPTE – Union for the Coordination of Production and Transport of Electricity (Союз по координации производства и передачи электроэнергии)

UCTE – Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Союз по координации передачи электроэнергии)

UFIPTE – Union Franco-Ibérique pour la Coordination de la Production et du Transport d'Électricité (Франко-иберийский союз по координации производства и передачи электроэнергии)

USEA – US Energy Association (Энергетическая ассоциация США)

WASP – Wien Automatic System Planning Package

Список литературы

1. План электрификации РСФСР. Введение к докладу VIII съезда Советов Государственной комиссии по электрификации России / Г.М. Кржижановский [и др.]. – М.: Гостехиздательство, 1920. – 230 с.
2. Кржижановский, Г.М. Топливо-энергетический баланс / Г.М. Кржижановский, В.И. Вейц, В.А. Русаковский // Вестник статистики. – 1932. – №7. – С.1-8.
3. Мелентьев, Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития / Л.А. Мелентьев. – М.: Наука, 1979. – 415 с.
4. Беляев, Л.С. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др. – Новосибирск: Наука, 1980. – 238 с.
5. Подковальников, С.В. Развитие комплексного подхода к обоснованию решений в энергетике: учет многокритериальности и неопределенности информации: дис. ... канд.тех.наук: 05.13.16 / Подковальников Сергей Викторович. – Иркутск, 1989. – 179 с.
6. Swisher, J.N. Tools and Methods for Integrated Resources Planning. Improving Energy Efficiency and Protecting the Environment / J.N. Swisher, G. de M. Jannuzzi, R.Y. Redlinger. – Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory, UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, 1997. – 259 p.
7. Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г.: [утверждена распоряжением Правительства РФ № 1662-р от 17 ноября 2008 г.]. – Режим доступа: <http://government.ru/info/6217/>.
8. Постановление Правительства РФ № 823 от 17.10.2009 «Правила разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики» // Собрание законодательства. – 2010. – № 43, Ст. 5073. – С.12555-12564.

9. Макаров, А.А. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, Е.А. Волкова, А.С. Макарова. – М.: ИНЭИ РАН, 2007. – 103 с.
10. Волков, Э.П. Методология обоснования и перспективы развития электроэнергетики России / Э.П. Волков, В.А. Баринов, А.С. Маневич. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 556 с.
11. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов [и др.]. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.
12. Lee, S.T. Holistic Planning of an Electric Power System for Reliability, Economic Efficiencies, and Acceptable Environmental Impact / S.T. Lee // IEEE Power and Energy Magazine. – 2007. – Vol.5 (№ 5). – P. 24-35.
13. Эффективность межгосударственных электрических связей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова. – Новосибирск: Наука, 2008. – 239 с.
14. Беляев Л.С. Проблемы формирования энергообъединения Восточной Азии / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, Г.В. Шутов // Электричество. –1998. – № 2. – С. 15-21.
15. Mano S. Gobitec and Asian Super Grid for Renewable Energies in North-east Asia / S. Mano, B. Ovgor, Z. Samadov, D. Sokolov et al. – Brussels: Energy Charter Secretariat, 2014. – 110 p.
16. Лю, Чж. Глобальное энергетическое объединение / Чж. Лю. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 512 с.
17. Волькенау, И.М. Экономика формирования электроэнергетических систем / И.М. Волькенау, А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачев. – М.: Энергия, 1981. – 320 с.
18. Integrated Resource Planning for State Utility Regulator. – Gardiner, USA: The Regulatory Assistance Project, 1994. – 130 p.

19. Expansion Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook. – Vienna: International Atomic Energy Agency, 1984. – 615 p.
20. Молодюк, В.В. Методы комплексного исследования и оптимизации систем электро- и теплоснабжения районов: дис. ... д-ра техн.наук: 05.14.01 / Молодюк Виктор Владимирович. – Москва, 1995. – 288 с.
21. Хабачев, Л.Д. Методы и механизмы управления развитием электроэнергетических систем: дис. ... д-ра экон.наук: 08.00.05 / Хабачев Лев Давидович. – Санкт-Петербург, 1997. – 192 с.
22. Труфанов, В.В. Методическое обеспечение перспективного развития электроэнергетических систем России в современных условиях: дис. ... д-ра техн.наук: 05.14.02 / Труфанов Виктор Васильевич. – Иркутск, 2014. – 321 с.
23. Bushnell, J. An Equilibrium Model of Investment in Restructured Electricity Markets: Working paper № 164 / J. Bushnell, J. Ishii. – Berkeley: Center for the Study of Energy Markets, University of California Energy Institute, 2007. – 38 p.
24. Ventosa, M. Electricity Market Modeling Trend / M. Ventosa [et al] // The Energy Journal. – 2005. – Vol.33 (№7). – P. 897-913.
25. Gilotte, L. Investments in Generation Capacities in an Oligopolistic Electricity Market / L. Gilotte, D. Finon. – Nogent-sur-Marne: Centre internationale de recherché sur l’environnement et le développement research paper, 2006. – 23 p. – Режим доступа: www.centre-cired.fr/IMG/pdf/9_Gilotte_Finon_inv_pouvoir_marche._pdf.pdf.
26. Centeno, E. Long-Term Market Equilibrium Modeling for Generation Expansion Planning [Электронный ресурс] / E. Centeno [et al] – Bologna: Proceedings of PowerTech Conference, Bologna University, 2003. – Режим доступа: www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-03-0119A.pdf.
27. Murphy, F. Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets / F.Murphy, Y.Smeers // Operations Research. – 2005. – Vol. 53 (№ 4). – P. 646-661.

28. Борисенко, А.В. Использование равновесных моделей для исследования процессов функционирования и развития электроэнергетики Украины в рыночных условиях / А.В.Борисенко, С.Е.Саух // Моделирование-2010: сб. научн. тр. / Международная конференция, 12—14 мая 2010 г., г. Киев, Украина. – Киев, 2010 – С. 185-194.
29. Подковальников, С.В. Несовершенные электроэнергетические рынки: моделирование и исследование развития генерирующих мощностей / С.В.Подковальников, О.В.Хамисов // Известия РАН. Энергетика. – 2011. – № 2. – С. 66-86.
30. Khamisov, O.V. Modeling and Study of Russian Oligopolistic Electricity Market / O.V. Khamisov, S.V. Podkovalnikov // IEEE PES Trondheim PowerTech: The Power of Technology for a Sustainable Society: proceedings / International Conference, June 19-23, 2011, Trondheim, Norway. – Trondheim, 2011. – P. 506-512.
31. Подковальников, С.В. Развитие генерирующих мощностей при различной структурной организации электроэнергетических рынков / С.В. Подковальников, К.А. Семенов, О.В. Хамисов // Известия РАН. Энергетика. – 2014. – № 4. – С. 3-14.
32. Кучеров, Ю.Н. Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: транснациональное измерение / Ю.Н. Кучеров, О.М. Кучерова, Л. Капойи, Ю.Н. Руденко. – Новосибирск: Наука, 1996. – 380 с.
33. Yoon, J.Y. The Pre-Feasibility Results of NEAREST Between the ROK, the DPRK, and the RF / J.Y. Yoon, D. W.Park, H.Y.Kim // Asian Energy Cooperation: Forecast and Realities: proceedings / International Conference, 6th, September 8-11, 2008, Irkutsk, Russia. – Irkutsk, 2008. – P. 59-67.
34. Подковальников, С.В. Исследование системной энергоэкономической эффективности формирования межгосударственного энергообъединения Северо-Восточной Азии / С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // Известия РАН. Энергетика. – 2015. – № 5. – С. 16-32.

35. Otsuki, T. Electric Power Grid Interconnections in Northeast Asia: A Quantitative Analysis of Opportunities and Challenges / T. Otsuki, A.B.M. Isa, R.D. Samuelson // *Energy Policy*. – 2016. – Vol. 89. – P. 311-329.
36. Bogdanov, D. North-East Asian Super Grid for 100% renewable energy supply: Optimal Mix of Energy Technologies for Electricity, Gas and Heat Supply Options / D. Bogdanov, C. Breyer // *Energy Conversion and Management*. – 2016. – Vol.112. – P.176-190.
37. ВАК 05.14.01. Энергетические системы и комплексы. Паспорт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://teacode.com/online/vak/p05-14-01.html>
38. Методические положения по выполнению оптимизационных (технико-экономических) расчетов в энергетике при неоднозначности исходной информации. – М.: СЭИ СО АН СССР, 1977. – 52 с.
39. Артюгина, И.М. Методы технико-экономического анализа в энергетике / И.М. Артюгина, В.Р. Окорочков. – Л.: Наука, 1988. – 264 с.
40. Арзамасцев, Д.А. Модели оптимизации развития энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. – М.: Высшая школа, 1987. – 272 с.
41. Арзамасцев, Д.А. Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем / Д.А. Арзамасцев. – Свердловск: УПИ, 1984. – 82 с.
42. Кузьмин Я.Ф. Нечеткое описание критериев оптимизации при анализе проектных вариантов электроэнергетических систем / Я.Ф. Кузьмин, А.Э. Арумс // *Изв. ВУЗов. Энергетика*. –1985. – № 5. – С. 56-60.
43. Окорочков, В.Р. Математические модели и методы системных исследований в энергетике / В.Р. Окорочков, Е.В. Востоков. – Л.: ЛПИ, 1987. – 89 с.
44. Беляев, Л.С. Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности / Л.С. Беляев. – Новосибирск: Наука, 1978. – 128 с.
45. Stephens, C.M. Energy Resource Planning for the Bonneville Power Administration / C.M.Stephens // *The Opportunities of Ecologically Clean Energy and Energy Efficiency: proceedings / International Conference, Minsk, Belarus*. – Minsk, 2008. – P. 71-78.

46. Khatib, H. Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry / H. Khatib. – London: IEEE Press, 2003. – 216 p.
47. Copinathan, M. Holistic Approach to System Planning / M. Copinathan // 2005/2006 Transmission and Distribution Conference and Exposition: proceedings / International Conference, May 21-24, 2006, Dallas, USA. – Dallas, 2006. – 2 p.
48. Макаров, А.А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства / А.А. Макаров, Л.А. Мелентьев. – Новосибирск: Наука, 1973. – 274 с.
49. Knight, U.G. Computers in Power Planning / U.G. Knight, R.R. Booth, S.R. Mallard, D.M. Lewis // IEEE Proceedings. – 1974. – Vol.62 (№7). – P. 872-883.
50. Phillips, D. Mathematical Model for Determining Generating Capacity Mix / D. Phillips, F.P. Jenkin, J.A.T. Pritchard, K. Rybicki // Power Systems Computation Conference (PSCC): proceedings / International Conference, the 3rd, June 23-27, 1969, Rome, Italy. – Rome, 1969. – 22 p.
51. Зейлигер, А.Н. Проектирование схем развития основных электрических сетей энергосистем с использованием математических моделей / А.Н.Зейлигер, П.А.Малкин // Электрические станции. – 1975. – № 3. – С.45-48.
52. Система экономических моделей «Электрисите де Франс» (доклад французской группы) // Международный симпозиум по математическим моделям секторов энергетики: сб. научн. тр.: раздел III / Международная конференция, Алма-Ата, СССР. – Алма-Ата: Европейская экономическая комиссия ООН, 1973. – 88 с.
53. Covarrubias, A.J. Expansion Planning for Electric Power Systems [Электронный ресурс] / A.J. Covarrubias // IAEA Bulletin. – 1979. – Vol. 21 (№ 2/3). – P.55-64. – Режим доступа: https://www.iaea.org/sites/default/files/212_304985564_ru.pdf
54. Energy Plan. Advanced Energy System Analysis Computer Model [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energyplan.eu/othertools/national/wasp/>

55. LCG Consulting. Energy Online [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energyonline.com/Products/GeneratorX.aspx>
56. PLEXOS by Energy Exemplar. PLEXOS Integrated Energy Model [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energyexemplar.com/wp-content/uploads/brochures/PLEXOS%20Electricity%202017.pdf>
57. Integrated Planning Model. – Режим доступа: <https://www.icf.com/resources/solutions-and-apps/ipm>
58. PSR. OptGen – Model for Generation Expansion Planning and Regional Interconnections [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.psr-inc.com/software-en/?current=p4040>
59. Ковалев, Г.Ф. Надежность систем электроэнергетики / Г.Ф. Ковалев, Л.М. Лебедева. – Новосибирск: Наука, 2015. – 224 с.
60. Meisen, P. Cross-Border Interconnections on Every Continent [Электронный ресурс] / P. Meisen, Ch. Mohammadi. – Global Energy Network Institute, 2010. – 33 р. – Режим доступа: <https://www.geni.org/globalenergy/research/cross-border-interconnections/Cross-Border%20Interconnections%20on%20Every%20Continent.pdf>
61. European Network of Transmission System Operators for Electricity [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.entsoe.eu/fileadmin/template/other/images/map_entsoe.png
62. European Network of Transmission System Operators for Electricity [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2015_web.pdf
63. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Statistical Factsheet 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2015_web.pdf.
64. The Baltic Ring Electricity Co-operation Committee [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.baltrel.com/>

65. Проект планирования систем электропередачи в регионе Черного моря. Фаза II. Балканская и региональная программы партнерства по энергетическим рынкам [Электронный ресурс]. – USEA, 2010. – 87 с. – Режим доступа: [http://www.usea.org/Programs/Blacksea/BSTP %20Phase II Report%20 RUSSIAN.pdf](http://www.usea.org/Programs/Blacksea/BSTP_%20Phase%20II%20Report%20RUSSIAN.pdf)
66. Completing the Circuit – Interconnecting the Electricity Grids of the Mediterranean [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.africa-eu-partnership.org/en/success-stories/completing-circuit-interconnecting-electricity-grids-mediterranean>
67. Hafner, V. Mediterranean Energy Market and Mediterranean Electricity Ring: Status and Perspectives for the Clean Power Market / V.Hafner // Menarec Conference, Amman, Jordan, 2005. – 39 p. – Режим доступа: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2006/c06006.pdf>
68. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.trec-uk.org.uk/reports/wfc_supergrid.pdf.
69. Charpentier, J.P. International Power Interconnections. Moving from electricity exchange to competitive trade [Электронный ресурс] / J.P. Charpentier. – The World Bank Note. – 1995. - № 42. - Режим доступа: https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/11675/multi_page.pdf?sequence=1&isAllowed=y
70. Energy Information Administration U.S. Department of Energy. Electric Power Annual (EPA) 2014 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.eia.gov/electricity/annual/pdf/epa.pdf>
71. Secretaría de Energía (SENER). Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf

72. Canadian Electricity Association. Canada's electricity industry [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.electricity.ca/media/Electricity101/Electricity101.pdf>
73. Energy Information Administration Office of Energy Markets and End Use U.S. Department of Energy. Annual Energy Review 2005 [Электронный ресурс]. – Washington, 2006. – 435 p. – Режим доступа:
<http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/pdf/aer.pdf>
74. Atlantic Wind Connection [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://atlanticwindconnection.com/bay-link/>
75. Comisión de Integración Energética Regional. América Central y El Caribe Datos del año 2013. Información del sector energético en países de América del Sur. – Режим доступа:
http://www.bracier.org.br/images/downloads/sintese_informativa_energetica/2014.zip
76. South American Gas. Daring to Tap the Bounty [Электронный ресурс]. – Paris: International Energy Agency, 2003. – 253 с. – Режим доступа:
<http://library.umac.mo/ebooks/b13623874.pdf>
77. Latin American Energy Organization (OLADE) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.olade.org/olade-2/?lang=en>
78. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
http://www.bracier.org.br/images/downloads/sintese_informativa_energetica/2013.zip
79. Интеграция зарубежных рынков электроэнергии. Исследование № 1 [Электронный ресурс]. – М.: НП Совет рынка, 2017. – 121 с. – Режим доступа:
https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_pages/SR_0V053219/integraciya-zarubezhnyh-rynkov-elektroenergii_2016_1.pdf
80. Energy Interconnection and Regional Integration in Latin America and the Caribbean. Central Topic for 1999. – Quito (Ecuador): OLADE, 1999. – 300 p.
81. Casallas, D. Renewables Secure Central America grid nod [Электронный ресурс] / [D. Casallas // Business News Americas. – 2017. –](#) Режим доступа:

<https://www.bnamericas.com/en/news/q1-review-latin-america-caribbean-renewable-energy/?position=702975>

82. Southern African Power Pool. Annual report 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sapp.co.zw/docs/Annual%20report-2014.pdf>

83. United Nations. Department of Economic and Social Affairs. The Electricity Profiles 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm>

84. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://aieq.net/wp-content/uploads/2011/09/Pr%C3%A9sentation_Montreal_26-mars.pdf?3c98dd

85. South Africa Power Pool [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sapp.co.sz>

86. Regional Energy Integration in Africa [Электронный ресурс]. – London: The World Energy Council, 2005. – 100 p. – Режим доступа: <http://www.worldenergy.org/wec-geis/global/downloads/africa/integrationII.pdf>

87. The Eastern Africa Power Pool [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://eappool.org/>

88. Bambang, H. ASEAN Power Grid: Powering the Region [Электронный ресурс] / H. Bambang // 4th North East Asia Energy Security Forum, Seoul, ROK. – 2016. – 34 p. – Режим доступа: <http://www.unescap.org/sites/default/files/Session%204.1.%20Bambang%20Hermawan%20to%20ASEAN.pdf>

89. Global Energy Network Institute [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/asean/southeast-asia/Ergy-Grid-AsiaSE.jpg

90. South Asian Association for Regional Cooperation. Energy [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://saarc-sec.org/areas_of_cooperation/area_detail/energy-transport-science-and-technology/click-for-details_10

91. Matin, A. Prospect of SAARC Power Grid / A.Matin [Электронный ресурс] // South Asia Journal. – 2015. – April. – Режим доступа: <http://southasiajournal.net/prospect-of-a-saarc-power-grid/>
92. CASA-1000 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://casa-1000.org/page51.html>
93. Asia International Grid Connection Study Group Interim Report. – Токуо: Renewable Energy Institute, 2017. – 57 p.
94. Воропай, Н.И. Управление мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай, В.В. Ершевич, Я.Н. Лугинский и др. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 256 с.
95. Системный оператор Единой энергетической системы. 1979 год. Включение на параллельную работу ЕЭС СССР и объединения энергосистем стран – членов СЭВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.soups.ru/index.php?id=history-event&tx_ttnews\[tt_news\]=8229&cHash=4c3f83b33a](http://www.soups.ru/index.php?id=history-event&tx_ttnews[tt_news]=8229&cHash=4c3f83b33a)
96. Рынок электроэнергии. Фактическая генерация, потребление и импорт электрической энергии в Молдавской энергосистеме MOLDELECTRICA [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.moldelectrica.md/ru/electricity/energy_market_info.
97. 2015 Year's Annual Report of Georgian State Electrosystem [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gse.com.ge/sw/static/file/2015_GSE_Annual_Report_eng..pdf
98. Енергетична галузь України: Підсумки 2015 року. 2017 Razumkov Centre [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://old.razumkov.org.ua/upload/2016_ENERGY.pdf
99. Батенин, В.М. Инновационная энергетика – 21 / под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая. – М.: ИЦ Энергия, 2017. – 584 с.
100. Волкова, Е.Д. Кооперация национальных электроэнергетических систем на постсоветском пространстве: реальные и потенциальные системные эф-

фекты / Е.Д. Волкова, С.В. Подковальников, Л.Ю. Чудинова // Евразийская экономическая интеграция. – 2013. – № 1 (18). – С. 97-119.

101. OLADE. Power System Generation and Interconnection Planning Model SUPER [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.olade.org/producto/super/more-information/?lang=en>

102. Sparrow, F.T. Economic Benefits and Strategic New International Transmission in the Southern African Power Pool (SAPP) and West African Power Pool (WAPP) [Электронный ресурс] / F.T. Sparrow, В.Н. Bowen, Z. Yu // IEEE Xplore Digital Library. – Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1373089/authors>

103. Sparrow, F.T. The Future OF SAPP, WAPP, CAPP, and EAPP (Paper 05GM 0597) [Электронный ресурс] / F.T. Sparrow, В.Н. Bowen, Z. Yu // IEEE PES General Meeting: proceedings / International Conference, June 12-16, 2005, San Francisco, USA. – San-Francisco, 2005. – Режим доступа: <http://www.ewh.ieee.org/cmte/ips/2005GM/africa.pdf>

104. Hirth, L. The European Electricity Market Model EMMA [Электронный ресурс] / L.Hirth // Model documentation. Version 2017-07-12. – 17 p. – Режим доступа: <https://neon-energie.de/emma-documentation.pdf>

105. Hirth, L. The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment / L. Hirth // The Energy Journal. – 2015. – Vol.36 (№1). – P. 127-162.

106. Hirth, L. System-Friendly Wind Power / L. Hirth, S. Müller // Energy Economics. – 2016. – №56. – P. 51-63.

107. Лаукас, Д. Планирование и анализ водохозяйственных систем / Д. Лаукас, Д. Стединжер, Д. Хейт. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 400 с.

108. Joskow, P.L. Lessons Learned from Electricity Market Liberalization / P.L. Joskow // The Electricity Journal, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newberry. – 2008. – Vol. 29 (№ 2). – P. 9-42

109. Подковальников, С.В. Механизмы развития генерирующих мощностей в условиях электроэнергетических рынков за рубежом / С.В. Подковальников, К.А. Семенов // Энергохозяйство за рубежом. – 2011. – № 6. – С. 18-27.

110. Bohn, R.E. Optimal Spot Pricing: Practice and Theory / R.E. Bohn, M.C. Caramanis, F.C. Schweppe // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1982. – Vol. Pas-101 (№9). – P. 3234-3245.

111. Caramanis, M.C. Investment Decision and Long-Term Planning under Electricity Spot Pricing / M.C. Caramanis // IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems. – 1982. – Vol. Pas-101 (№12). – P. 4640-4648.

112. Tackling Investment Challenges in Power Generation in IEA Countries [Электронный ресурс]. – Paris: International Energy Agency, 2007. – 205 p. – Режим доступа:

https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/tackling_investment.pdf

113. Tellidou, A.C. Agent-Based Analysis of Capacity Withholding and Tacit Collision in Electricity Markets / A.C. Tellidou, A.G. Bakirtzis // IEEE Transactions on power systems. – 2007. – Vol. 22 (№ 4). – P. 1735-1742.

114. Pfeifenberger, J. A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs [Электронный ресурс] / J. Pfeifenberger, K. Spees, A. Schumacher. – The Brattle Group Inc., 2009, September. – 86 p. – Режим доступа: https://sites.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/Brattle%20RPM%20Comparison%20Whitepaper_Sept09.pdf

115. Monitoring Report on the IESO-Administered Electricity Markets [Электронный ресурс]. – Ontario Energy Board, 2009. – Режим доступа: <http://www.oeb.gov.on.ca>.

116. Short Term Operating Reserve Review 2007/2008 [Электронный ресурс]. – National Grid Electricity Transmission, 2008. – Режим доступа: <http://www.nationalgrid.com>.

117. Amelin, M. Taking Credit / M. Amelin, L. Söder // IEEE Power and Energy Magazine. – 2010. – Vol. 8 (№5). – P. 47-52.

118. Barroso, L.A. Auction Approaches of Long-Term Contracts to Ensure Generation Investment in Electricity Markets: Lessons from the Brazilian and Chilean Experiences / L.A. Barroso [et al] // *Energy Policy*. – 2010. – №38. – P. 5758-5769.

119. Ausubel, L.M. Using Forward Markets to Improve Electricity Market Design / L.M. Ausubel, P. Cramton // *Utilities Policy*. – 2010. – №8. – P.195-200.

120. PJM Resource Adequacy Analysis. Manual 20 [Электронный ресурс]. – PJM, 2017. – P. 50. – Режим доступа: <http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m20.ashx>

121. Bowring, J.E. The Evolution of PJM's Capacity Market / J.E. Bowring, F.P. Sioshansi // *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*. – Oxford: Elsevier, 2008. – P.3 63-386.

122. Shuttleworth, G. Electricity Market Reform: Assessment of Capacity Payment Mechanisms [Электронный ресурс] / G. Shuttleworth [et al]. – NERA Economic Consulting, 2011. – 67 p. – Режим доступа: http://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive2/PUB_ScottishPower_0311.pdf

123. Asgari, M.H. Market Power Analysis for the Iranian Electricity Market / M.H. Asgari, H. Monsef // *Energy Policy*. – 2010. – №38. – P. 5582-5599.

124. Долматов, И.Я. Модели ценообразования на услуги субъектов естественных монополий в Великобритании / И.Я. Долматов [и др.]. – М.: НИУ ВШЭ, Институт проблем ценообразования и регулирования естественных монополий, 2015. – 172 с.

125. Xu, Sh. The Reform of Electricity Power Sector in the PR of China / Sh. Xu, W. Chen // *Energy policy*. – 2006. – Vol.34. (16) . – P. 2455-2465.

126. Беляев, Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка / Л.С. Беляев. – Новосибирск: Наука, 2009. – 296 с.

127. Newberry, D. What are The Issues in Mergers and Acquisitions Arising from Electricity Market Restructuring? EUI WP 2007/1 [Электронный ресурс] /

D.Newberry. – Florence: EUI RSCAS, 2007. – 20 p. – Режим доступа: http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/6695/RSCAS_07_01.pdf?sequence=1

128. Подковальников, С.В. Зарубежные электроэнергетические рынки: олигополии и рыночная власть / С.В.Подковальников // Электрические станции. – 2012. – № 9. – С. 2-13.

129. Фишер, С. Экономика / С. Фишер, Р. Дорнбуш, Р. Шмалензи. – М.: Дело, 1998. – 830 с.

130. Стофт, С. Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии: Пер. с англ. / С. Стофт. – М.: Мир, 2006. – 623 с.

131. Стиглиц, Д. Ревущие девяностые. Семена развала / Д. Стиглиц. – М.: Совр. Экономика и право, 2005. – 424 с.

132. Подковальников, С.В. Развитие рыночной электроэнергетики: обзор зарубежных подходов / С.В. Подковальников // Известия РАН. Энергетика. – 2000. – № 1. – С. 84-91.

133. Беляев, Л.С. Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников. – Новосибирск: Наука, 2004. – 220 с.

134. Tellidou, A.C. Agent-Based Analysis of Capacity Withholding and Tacit Collision in Electricity Markets / A.C. Tellidou, A.G. Bakirtzis // IEEE Transactions on Power Systems. – 2007. – Vol. 22 (№ 4). – P. 1735-1742.

135. Market Power and Market Monitoring – Critical Issues for SERC and Competitive Wholesale Markets [Электронный ресурс], 2003. – 13 p. – Режим доступа: <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-sercissuesandwholesalemkts.pdf>

136. Fridolfsson, S.-O. Market Power in Nordic Electricity Wholesale Market: A Survey of the Empirical Evidence / S.-O. Fridolfsson, Th.P. Tangeras // Energy Policy. – 2009. – Vol.37 (№9). – P. 3681-3692.

137. Poletti, S. Government Procurement of Peak Capacity in the New Zealand Electricity Market / S. Poletti // Energy Policy. – 2009. – Vol.37 (№ 9). – P. 3409-3417.

138. Ausubel, L.M. Using Forward Markets to Improve Electricity Market Design / L.M. Ausubel, P. Cramton // Utilities Policy. – 2010. – Vol.18 (№ 8). – P. 195-200.

139. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms [Электронный ресурс]. European Commission, Brussels, 2016. – 212 p. – Режим доступа: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en_.pdf

140. Ассоциация НП Совет рынка. Оптовый рынок электрической энергии и мощности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm>

141. Министерство энергетики Российской Федерации. Крупнейшие компании электроэнергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/4846>

142. Постановление Правительства РФ № 89 от 24.02.2010 «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.law.ru/npd/doc/docid/902273727/modid/99>

143. Интервью директора Департамента государственного регулирования тарифов и инфраструктурных реформ Д.А. Аскинадзе. Договоры о предоставлении мощности на энергорынок учитывают все основные замечания «стратегов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.e-apbe.ru/news/detail.php?ID=3550>

144. Постановление Правительства РФ № 738 от 07.12.2005 «О порядке формирования источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=185759&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.6691563495200731#08889741170755434>

145. Успенский, А. Опасный прецедент / А.Успенский // Интернет-сайт ежедневной деловой газеты RBC daily [Электронный ресурс]. – 16.10.2008. – Режим доступа: <http://www.rbcdaily.ru/2008/10/16/tek/385781>

146. Кампания по подписанию агентских договоров генераторами завершилась [Электронный ресурс] // Интернет-сайт Минэнерго РФ – 21.10.10 г. – Режим доступа: http://minenergo.gov.ru/news/min_news/5428.html?print=Y

147. Постановление Правительства РФ № 626 от 30.07.09 «О внесении изменений в акты Правительства РФ по вопросам формирования перспективного источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.businesspravo.ru/Docum/DocumShow_DocumID_155198.html

148. Интервью директора Департамента электроэнергетики Минпромэнерго РФ В.Кравченко журналу «Энергорынок». О механизме гарантированных инвестиций в электроэнергетике [Электронный ресурс] // Интернет-сайт правовой информации в области недропользования, энергетики и экологии. – Режим доступа: <http://www.lawtek.ru/analysis/elektra/39315.html?print>

149. Трачук, А. Риски роста концентрации на рынке электроэнергии / А. Трачук // Энергорынок, 2010. – №3. – С. 28-32.

150. Презентация доклада «Антимонопольный контроль на рынках электрической энергии». Федеральная антимонопольная служба [Электронный ресурс] // Всероссийское совещание «Об итогах прохождения субъектами электроэнергетики осенне-зимнего периода 2009-2010 гг. и задачах на предстоящий осенне-зимний период 2010-2011 гг.», 2010. – 23 с. – Режим доступа: <http://www.myshared.ru/slide/225827/>

151. Доклад о состоянии конкуренции в Российской Федерации за 2016 г. [Электронный ресурс] Федеральная антимонопольная служба, 2017. – 739 с. – Режим доступа: <https://fas.gov.ru/documents/596439>

152. Генераторы будут объединяться со сбитами. BigpowerNews [Электронный ресурс], 9 марта 2010 г. – Режим доступа: <http://www.bigpowernews.ru/news/document15617.phtml>
153. Borenstein, S. Measuring Market Inefficiencies in California's Deregulated Wholesale Electricity Market / S. Borenstein, J.B. Bushnell, F. Wolak // *American Economic Review*. – 2002. – Vol.92 (№5). – P. 376-1405.
154. Day, C.J. Oligopolistic competition in power networks: a conjectured supply function approach / C.J. Day, B.F. Hobbs, J.S. Pang // *IEEE Transactions on power systems*. – 2002. – Vol.17 (№3). – P. 597-607.
155. Борисенко, А.В. Моделирование развития мощностей электростанций в условиях несовершенной конкуренции / А.В. Борисенко // *Электронное моделирование*. – 2009. – т. 31 (№ 5). – С. 3-27.
156. Васин, А.А. Об исследовании и проектировании рынков электроэнергии / А.А. Васин, П.А. Васина – М.: Российская Экономическая Школа, 2006. – 24 с.
157. Васин, А.А. Двухузловой рынок в условиях несовершенной конкуренции / А.А. Васин, Е.А. Дайлова // *Математическая теория игр и её приложения*. – 2014. – т. 6 (№ 3) . – С. 3–31.
158. Зоркальцев, В.И. Модели рынков несовершенной конкуренции: приложения в энергетике / В.И. Зоркальцев, Н.И. Айзенберг. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – 286 с.
159. Воропай, Н.И. Методические вопросы обоснования развития электроэнергетических систем в либерализованных условиях / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов // *Известия РАН. Энергетика*. – 2002. – № 4. – С. 30-39.
160. Подковальников, С. В. Обоснование и принятие решений в энергетике в условиях рыночной экономики. Формирование новой парадигмы / С. В. Подковальников // *Известия РАН. Энергетика*. – 1994. – № 1. – С. 17-19.
161. Voropai, N.I. Methodical Principles of Making Decisions on Electric Power System Expansion in Market Environment / N.I. Voropai, S.V. Podkovalnikov,

V.V. Trufanov // IEEE Porto Power Tech Conference. Volume 1: proceedings / International conference, September 10-13, 2001, Porto, Portugal. – Porto, 2001. – P. 239-245.

162. Беляев, Л.С. Рост цены электроэнергии, необходимый для развития электроэнергетики при переходе к конкурентному рынку / Л.С. Беляев, О.В. Марченко, С.В. Подковальников // Известия РАН. Энергетика. – 2002. – № 5. – С. 49-61.

163. Подковальников, С.В. Анализ механизмов развития генерирующих мощностей при разных формах организации электроэнергетического рынка / С.В. Подковальников, К.А. Семенов, О.В. Хамисов // Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. – 2013. – № 8. – С. 191-197.

164. Подковальников, С.В. Развитие электроэнергетики в условиях несовершенных рынков: глобальные вызовы и локальные решения / С.В. Подковальников, К.А. Семенов, О.В. Хамисов // Энергетическая политика. – 2017. – № 6. – С. 53-62.

165. A Mathematical Model for the Effectiveness Assessment of Interstate Electric Ties in North-East Asia / L.S. Belyaev, L.U. Chudinova, S.V. Podkovalnikov, V.A. Saveliev // International Conference on Power System Technology (POWERCON). Volume 1: proceedings / International Conference, August 18-21, 1998, Beijing, China. – Beijing, 1998. – P. 730-734.

166. Khamisov, O.V. Shadow Price Analysis of Potential Northeast Asia Power System Interconnection // O.V. Khamisov, S.V. Podkovalnikov // IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) : proceedings / International Conference, October 7-10, 2018, Kota Kinabalu, Malaysia. – Kota Kinabalu, 2018. – P. 606-610.

167. Palamarchuk, S.I. Getting the Electricity Sector on Track in Russia / S.I. Palamarchuk, S.V. Podkovalnikov, N.I. Voropai // The Electricity Journal. – 2001. – № 10. – P. 52-58.

168. Voropai, N.I. Present State and Liberalization Process of Russian Electricity Industry / N.I. Voropai, S.I. Palamarchuk, S.V. Podkovalnikov // International Con-

ference on Power System Management and Control. Issue 488: proceedings / International Conference, 5th, April 17-19, 2002, London, UK. – London, 2002. – P. 31-34.

169. Belyaev, L.S. Investment and Development Problems of Russia's Power Industry / L.S. Belyaev, N.I. Voropai, S.V. Podkovalnikov, V.V. Trufanov, G.I. Sheveleva, A.R. Yankilevsky // IEEE Power Engineering Society General Meeting. Volume 2: proceedings / International Conference, June 6-10, 2004, Denver, USA. – Denver, 2004. – P. 1329-1332.

170. The High Voltage Direct Current Bus "Siberia-Russian Far East" / L.S. Belyaev, L.Yu. Chudinova, L.A. Koshcheev, S.V. Podkovalnikov, V.A. Savelyev, N.I. Voropai // IEEE Power Engineering Society General Meeting. Volume 4: proceedings / International Conference, July 13-17, 2003, Toronto, Canada. – Toronto, 2003. – P. 2186-2190.

171. Prospects of Electricity Infrastructure in East Asia / L.S. Belyaev, N.I. Voropai, L.Yu. Chudinova, S.V. Podkovalnikov [et al] // IEEE Power Engineering Society General Meeting. Volume 2: proceedings / International Conference, 12-16 June 2005, San Francisco, USA. – San Francisco, 2005. – P. 1536-1538.

172. Outlook for Power Exchange Between Russia, DPRK and ROK / J.Y. Yoon, D.W. Park, H.Y. Kim, S. Jeong, S.V. Podkovalnikov // IEEE Power Engineering Society General Meeting. Volume 3: proceedings / International Conference, 12-16 June 2005, San Francisco, USA. – San Francisco, 2005. – P. 2890-2894.

173. Волкова, Е.Д. Электроэнергетическая кооперация России и Беларуси / Е.Д. Волкова, Л.П. Падалко, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // Электрические станции. – 2011. – № 5. – С. 2-8.

174. Схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 августа 2016 г. № 1634-р [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/eFBHWjAwwsi3waUcgX5Cg0F4RPlbmItHe.pdf>

175. "Градостроительный кодекс Российской Федерации" от 29.12.2004 № 190-ФЗ (ред. от 23.04.2018). Статья 9. Общие положения о документах территори-

ального планирования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51040/d8120ea09ee48323fcc56ffdafd1f2c62901657f/

176. Волкова, Е.Д. Система и проблемы управления развитием электроэнергетики России / Е.Д. Волкова, А.А. Захаров, С.В. Подковальников, В.А. Савельев [и др.] // Проблемы прогнозирования. – 2012. – № 4. – С. 53-64.

177. Chudinova, L.Yu. System and Management Problems of the Electric Power Industry's Development in Russia / L.Yu.Chudinova, S.V.Podkoval'nikov, V.A.Savel'ev, K.A.Semenov [et al] // Studies on Russian Economic Development. – 2012. – Vol. 23 (№4). – P. 363-370.

178. Girard, C. Integrating top-down and bottom-up approaches to design global change adaptation at the river basin scale / C. Girard [et al] // Global Environmental Change. – 2015. – Vol. 34. – P. 132-146.

179. Подковальников, С.В. Обоснование эффективности межгосударственных энергообъединений с разделением эффектов между участниками / С.В. Подковальников, В.А. Савельев, О.В. Хамисов, Л.Ю. Чудинова // Автоматика и телемеханика. – 2018. – № 10. – С. 26-38.

180. Костенко, П.В. Моделирование и исследование развития межгосударственных электроэнергетических рынков в Северо-Восточной Азии / П.В. Костенко, С.В. Подковальников, О.В. Хамисов // Известия РАН. Энергетика. – 2006. – № 3. – С. 146-153.

181. Khamisov, O. V. Modeling of Potential Interstate Electricity Markets in Northeast Asia / O.V. Khamisov, P.V. Kostenko, S.V. Podkovalnikov // IEEE Russia Power Tech: proceedings / International Conference, June 27-30, 2005, St.-Petersburg, Russia. – St.-Petersburg, 2005.

182. Подковальников, С.В. Развитие генерирующих мощностей в условиях олигопольного электроэнергетического рынка / С.В. Подковальников, О.В. Хамисов // Электронное моделирование. – 2011. – т.33 (№ 4). – С.1-16.

183. Zhang, X.-P. Restructured electric power systems. Analysis of electricity markets with equilibrium models / Ed. by X.-P. Zhang. – Wiley-IEEE Press, 2010. – 307 p.
184. Минарченко, И.М. Коалиционные игры в разделении эффекта электроэнергетического объединения / И.М.Минарченко // Системные исследования в энергетике / Труды молодых учёных ИСЭМ СО РАН. вып. 46. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. – С.182-189.
185. Хайман, Д.Н. Современная экономика: анализ и применение / Д.Н. Хайман. В 2 т.: Т.2. – М.: Финансы и статистика, 1992. – 372 с.
186. Шаманаев, А.С. Методы расчета равновесий Нэша для некоторых аукционов одного товара: дис. ... канд. физ.-мат. наук: 01.01.09 / Шаманаев, Антон Сергеевич. – Москва, 2010. – 108 с.
187. Lise, W. Market Power in the European Electricity Market – the Impact of Dry Weather and Additional Transmission Capacity / W. Lise, B.F. Hobbs, S. Hers // Energy Policy. – 2008. – V.36. (№4). – P. 1331-1343.
188. Belyaev, L.S. Interstate Electric Ties in Northern Pacific Region / L.S. Belyaev, G.F. Kovalev, S.V. Podkovalnikov // International Journal of Global Energy Issues. – 1998. – Vol.10 (№ 2-4). – P. 220-227
189. Belyaev, L.S. Ways of Creating International Connections in East Asia and Environmental Implications / L.S. Belyaev, N. I. Voropai, S.V. Podkovalnikov, G.V. Shutov // IEEE Power Engineering Review. – 1998. – Vol. 18 (№ 8). – P. 7-10
190. Hammons, T.J. International High-Voltage Grids and Environmental Implications / T.J.Hammons , N.I.Voropai , L.S.Belyaev , S.V.Podkovalnikov [et al] // IEEE Power Engineering Review. – 1998. – Vol.18 (№ 8). – P. 4.
191. Hammons, T.J. Environmental Effect and Strategy of Power Generation in Asia to the Year 2030 / T. Sakurai, H. Khatib, F. Arakawa, S.V. Podkovalnikov [et al] // IEEE Power Engineering Review. – 1998. – Vol.18 (№ 11). – P. 8-11.

192. Belyaev, L.S. Studies of Interstate Electric Ties in Northeast Asia / L.S.Belyaev, O.V.Khamisov, G.F.Kovalev, S.V.Podkoyalnikov [et al] // International Journal of Global Energy Issues. – 2002. – Vol.17 (№ 2). – P. 228-249.

193. Belyaev, L.S. Potential Benefits of and Barriers to Inter-country Power Grid Connections in Northeast Asia / L.S. Belyaev, G.F. Kovalev, S.V. Podkoyalnikov // International Journal of Global Energy Issues. – 2003. – Vol.20 (№4). – P. 407-415.

194. Chudinova, L.Yu. Prospects of Electric Energy Cooperation Between Russia and Northeast Asian Countries / L.Yu.Chudinova, S.V.Podkoyalnikov, V.A.Savelyev // Studies on Russian Economic Development. – 2015. – Vol. 26 (№4). – P. 403–412.

195. Бе́ляев, Л.С. Эффективность межгосударственных электрических связей в Северной части Тихоокеанского региона / Л.С. Бе́ляев, Г.Ф. Ковалев, С.В. Подковальников // Известия РАН. Энергетика. – 1997. – № 6. – С. 3-10.

196. Бе́ляев, Л.С. Исследование эффективности межгосударственных электрических связей в Северо-Восточной Азии с применением математического моделирования / Л.С. Бе́ляев, Л.Н. Волков, С.В. Подковальников и др. // Известия РАН. Энергетика. – 2000. – № 5. – С. 55-65.

197. Бе́ляев, Л.С. Долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира и России / Л.С. Бе́ляев, Н.И. Воропай, Л.А. Кошечев, С.В. Подковальников [и др.] // Известия РАН. Энергетика. – 2004. – № 1. – С. 3-13.

198. Бе́ляев, Л.С. Электроэнергетическая интеграция России в Евразийское пространство: условия и роль гидроэнергетических ресурсов / Л.С. Бе́ляев, Н.И. Воропай, О.В. Марченко, С.В. Подковальников [и др.] // Энергетическая политика. – 2016. – № 1. – С. 26-36.

199. Богуш, Б.Б. Основные положения Программы развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года / Б.Б. Богуш, Р.М. Хазиахметов, В.В. Бушуев, С.В. Подковальников [и др.] // Энергетическая политика. – 2016. – № 1. – С. 3-19.

200. Ваксова, Е.И. Роль гидроэнергетических ресурсов России в перспективном развитии инфраструктурной сети и энергетических рынков Евразии / Е.И. Ваксова, С.В. Подковальников, Д.А. Соловьев, В.В. Тиматков // Энергетическая политика. – 2016. – № 6. – С.107-114.

201. Подковальников, С.В. Интеграционные процессы в мировой электроэнергетике и возможная роль ЕЭС России в формировании Евразийского и Глобального энергообъединений / С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2017. – № 2. – С. 2-9.

202. Восточный вектор энергетической стратегии России. Современное состояние, взгляд в будущее // Под ред. Воропая Н.И. и Санеева Б.Г.; РАН, СО, ИСЭМ. – Новосибирск: Акад. изд. "Гео", 2011. – 368 с.

203. Зильберман, С.М. О совместной работе ОЭС Сибири и Северной энергосистемы Китая / С.М. Зильберман // Электричество. – 2008. – №11. – С. 2-5.

204. Chandler, W. China's Future Generation. Assessing the Maximum Potential for Renewable Power Sources in China to 2050 [Электронный ресурс] / W. Chandler [et al] // WWF Report, 2014. – 70 p. – Режим доступа: http://awsassets.panda.org/downloads/chinas_future_generation_report_final__1_.pdf

205. Hou, Y. Challenges Ahead. Current Status & Future Prospects for Chinese Energy / Y. Hou, J. Zhong // IEEE Power&Energy. – 2012. – Vol.10 (№ 3). – P. 39-47.

206. Strategic Energy Plan [Электронный ресурс]. – Ministry of Economy Trade and Industry (METI), Agency for Natural Resources and Energy, 2014. – 91 p. – Режим доступа: http://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/pdf/4th_strategic_energy_plan.pdf

207. Беляев, Л.С. Комплексная оценка эффективности межгосударственных электрических связей в Северо-Восточной Азии / Л.С. Беляев, Х.-Ё. Ким, Т.-Х. Лю, С.В. Подковальников [и др.] // Объединённый симпозиум «Энергетика

России в XXI веке: стратегия развития – восточный вектор. Энергетическая кооперация в Азии: Что после кризиса?»: сб. науч. тр. / Международная конференция, 30 августа – 3 сентября 2010 г., Иркутск, Россия. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010. – С.82-89.

208. New Strategic Energy Plan. – Ministry of Economy Trade and Industry (METI), Agency for Natural Resources and Energy, 2018. –Режим доступа: https://www.meti.go.jp/english/press/2018/0703_002.html

209. The 6th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (2013~2027) [Электронный ресурс]. – Ministry of Knowledge Economy, February 25, 2013. – 90 р. – Режим доступа: http://www.kpx.or.kr/english/down_data/market_report/The_6th.pdf

210. China Wind Power Development Outlook 2030 (中国2030年风电发展展望 — 风电满足10%电力需求的可行性研究) [Электронный ресурс]. – Energy Research Institute of National Development and Reform Commission, Technology Research Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences and etc., 2012. – 176 р. (на кит. яз.). – Режим доступа: <http://www.efchina.org/csepupfiles/report/201122142639487.6784191941593.pdf/%E4.....B6.pdf>.

211. Enkhtaivan, G. Mongolian power sector. Current situation and future planning [Электронный ресурс] / G. Enkhtaivan. – Strategic policy and planning department of MoE, Mongolia, November 12, 2012. – 16 р. – Режим доступа: http://enea.unescap.org/meeting/documents/Session1_3_Enkhtaivan_Gundsamba.pdf

212. Hipel, D. Assessment of Energy Policy Options for the DPRK Using a Comprehensive Energy Security Framework. Special Report [Электронный ресурс] / D. Hipel, P. Hayes. – Center for Energy, Governance and Security at Hanyang University, Seoul, 2014. – Режим доступа: <http://nautilus.org/napsnet/napsnet-special-reports/assessment-of-energy-policy-options-for-the-dprk-using-a-comprehensive-energy-security-framework/#ixzz342Nkdzeh%20>

213. International Energy Outlook 2013. With Projections to 2040 [Электронный ресурс]. – Energy Information Administration. U.S. Department of Energy Information Administration, Washington, July, 2013. – 312 p. – Режим доступа: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)

214. APEC Energy Demand and Supply Outlook 5th Edition. Detailed Results Tables and Graphs for Business-as-Usual, High Gas and Transportation Scenarios [Электронный ресурс]. – Asia Pacific Energy Research Centre, February, 2013. – Режим доступа: <http://aperc.ieej.or.jp/publications/reports/outlook.php>

215. Asia World Energy Outlook 2013 [Электронный ресурс]. – The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ), 2013. – Режим доступа: <http://eneken.ieej.or.jp/en/whatsnew/413.html>

216. Tokyo Electric Power Company. Electricity Demand Data. Load Curve Data [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tepco.co.jp/en/forecast/html/download-e.html>

217. Brask, P. Short-term Energy Sector Technical Assistance on Development of Economic Dispatch Operating Procedure [Электронный ресурс] / P.Brask // Mongolia Economic Policy Reform and Competitiveness Project. United States Agency for International Development. – Ulaanbaatar, Mongolia, 2011. – 58 p. – Режим доступа: http://s3.amazonaws.com/zanran_storage/www.eprc-chemonics.biz/ContentPages/2469703486.pdf

218. Electric Power Information Center Korea Power Exchange (на кор. яз.) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://epsis.kpx.or.kr/epsis/servlet/epsis/EEGE/EEGEController?cmd=010005>

219. Диспетчерийн зохицуулалт [Электронный ресурс]. – Национальный диспетчерский центр. Министерство энергетики Монголии. (ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ ЯАМ) (на монг. яз). – Режим доступа: <http://energy.mn/web/?cat=75>

220. Projected Cost of Generating Electricity. – Paris: International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Cooperation and Development, 2015. – 215 p.

221. Power Generation Investment Assumptions. World Energy Investment Outlook 2014 [Электронный ресурс]. – IEA, 2014. – Режим доступа: <http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2014/weio/WEIO2014PGAssumptions.xlsx>.
222. International Construction Cost Survey. Making the difference [Электронный ресурс]. – Turner&Townsend, 2012. – 42 p.
223. Затраты на реализацию 12-го пятилетнего плана [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.12398.gov.cn> (на кит. яз.).
224. Jeong, G.J. Korean perspective on NEA Super Grid [Электронный ресурс] / G.J. Jeong // Presentation at North-East Asia Super Grid seminar. – Moscow: Skoltech, 2014. – 24 p.
225. A study of DC submarine cable // Presentation at Russia-Japan DC transmission technology seminar. – Irkutsk: ESI SO RAN, 1998. – 13 p.
226. New subsea link – a sustainability showcase [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.nib.int/news_publications/cases_and_feature_stories/
227. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
228. Fact sheet. High-Voltage Direct Current Transmission (HVDC) [Электронный ресурс]. – 2012. – Режим доступа: <http://www.siemens.com/presse/wismar>
229. North-East Agra – a ± 800 kV Transmission Super-Highway. Multi-terminal System with 8,000 MW Converter Capacity [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.abb.com>
230. Global Energy Interconnection Technology & Equipment Innovation Outline. 2018-2025. Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, 2018. – 145 p.
231. World Energy Outlook [Электронный ресурс]. – IEA: Paris, 2014. – 726 с. – Режим доступа: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014.pdf>

232. Исследование формирования электроэнергетического объединения и обмена электроёмкими продукцией и услугами в Северо-Восточной Азии: Отчёт о НИР; Научн. рук. Н.И. Воропай. – Иркутск: ИСЭМ, 2014. – 266 с.

233. Komiyama, R. Assessment for Large-scale Integration of Wind Power Generation with High Time-Resolution Optimal Power Generation Mix Model [Электронный ресурс] / R. Komiyama, Y. Fujii // IAEE North American Conference / International Conference, 32nd, July 29, 2013, Anchorage, USA. – Anchorage, 2013. – 21 p.

– Режим доступа:
<http://www.usaee.org/usaee2013/submissions/Presentations/R.Komiyama%20Session%203.pptx>

234. China Wind Power Development Outlook 2030 (中国2030年风电发展展望 — 风电满足10%电力需求的可行性研究) [Электронный ресурс]. – Energy Research Institute of National Development and Reform Commission, Technology Research Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences and etc., 2012. – 176 p. (на кит. яз.). – Режим доступа:
<http://www.efchina.org/csepupfiles/report/201122142639487.6784191941593.pdf/%E4.....B6.pdf>

235. China: New Energy: Solar Securities research report [Электронный ресурс], 2014. – 59 p. – Режим доступа:
<http://bg.panlv.net/code.ashx?action=downreport&file=7ddc02199541181d>

236. Fang, L. China PV Market Trends in China [Электронный ресурс] / L. Fang. – China Renewable Energy Society Electrical Engineering Institute of Chinese Academy of Sciences, 2013. – 19 p. – Режим доступа:
http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Events/4-Lu_Fang_-_Market_Trends_in_China.pdf

237. An Overview of Korea Wind Energy Industries [Электронный ресурс]. – Korea Wind Energy Industry Association, 2013. – 15 p. – Режим доступа:

http://www.windpower.org/download/1838/Korea_overview_for_Denmark_delegation.pdf

238. Renewable energy data [Электронный ресурс]. – New & Renewable Energy Data Center, Korea Institute of Energy Research, 2014. – Режим доступа: http://kredc.kier.re.kr/kier_eng/index.asp

239. Kunstýř, J. Energy Security and Cross-Border Electricity Trade: Can the Asian Super Grid project pose security risks for Japan? Can the electricity imports be used as an extortion weapon? [Электронный ресурс] / J. Kunstýř, Sh. Mano, 2013. – 24. – Режим доступа: https://www.renewable-ei.org/en/images/pdf/20140130/Energy_weapon_final.pdf

240. Россети. «Россети» увеличили чистую прибыль по МСФО на 40% [Электронный ресурс], 2018. – Режим доступа: http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT_ID=32844

241. Park, D.-W. Analysis of Scenarios for Potential power System Interconnections in Northeast Asia [Электронный ресурс] / D.-W. Park, H.-Y. Kim, J.-Y. Yoon, N.I. Voropai, L.S. Belyaev, S.V. Podkovalnikov // Asian Energy Cooperation: Interstate Infrastructure and Energy Markets: proceedings / International Conference, 4th, September 13-17, 2004, Irkutsk, Russia. – Irkutsk: ESI SB RAS, 2004. – P. 67-73. – Режим доступа: <http://isem.irk.ru/AEC-2008/proc2004/8.pdf>

242. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. [Электронный ресурс], 2009. – Режим доступа: <http://www.energystrategy.ru/>

243. Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 г. [Электронный ресурс], 2017. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/system/download-pdf/1920/69055>

244. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года [Электронный ресурс], 2011. – Режим доступа: http://www.e-apbe.ru/5years/sc_2012_2030/SC_2012-2030-new.php.html

245. Приказ Минэнерго России от 28.02.18 № 121 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018 - 2024 го-

ды" [Электронный ресурс], 2018. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/11323/82788>

246. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году [Электронный ресурс], 2018. – Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2018/ups_rep2017.pdf

247. Каталог генерирующих компаний - Energybase.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energybase.ru/generation>

248. Приложение к журналу ТЭК. Стратегия развития. – 2010. – №3.

249. The power to choose. Demand response in liberalized electricity markets. Paris: International Energy Agency. – 2003. –156 p.

250. Интер РАО хочет в 2010 г. получить в собственность госпакеты в генкомпаниях на \$6 млрд. BigpowerNews [Электронный ресурс], 2010. – Режим доступа: <http://www.bigpowernews.ru/news/document17883.phtml>

Приложение А. Исходные данные

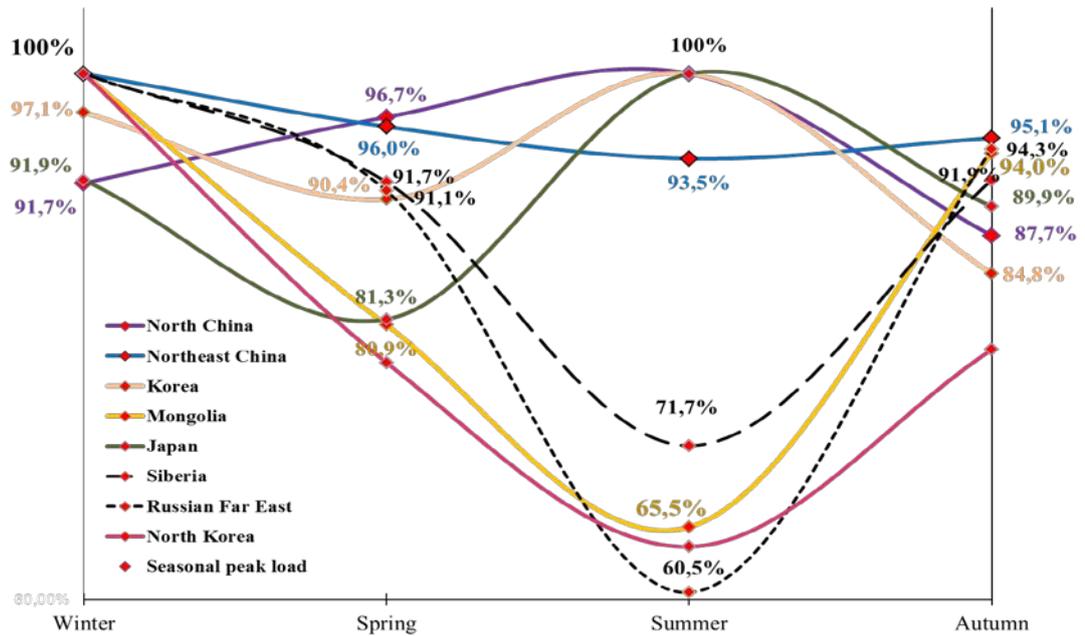


Рисунок А.1 – Конфигурация годовых графиков электрической нагрузки

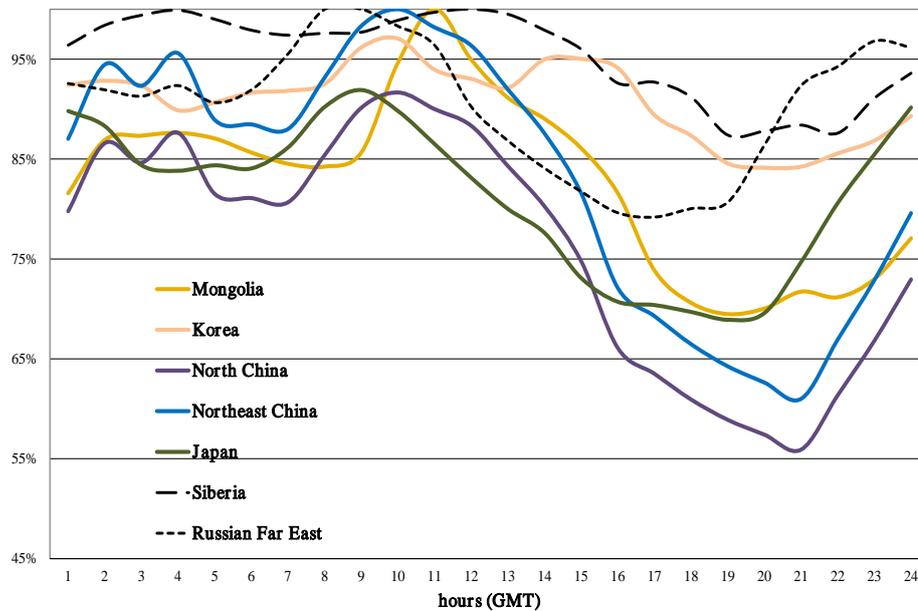


Рисунок А.2 – Конфигурация зимних суточных графиков электрической нагрузки

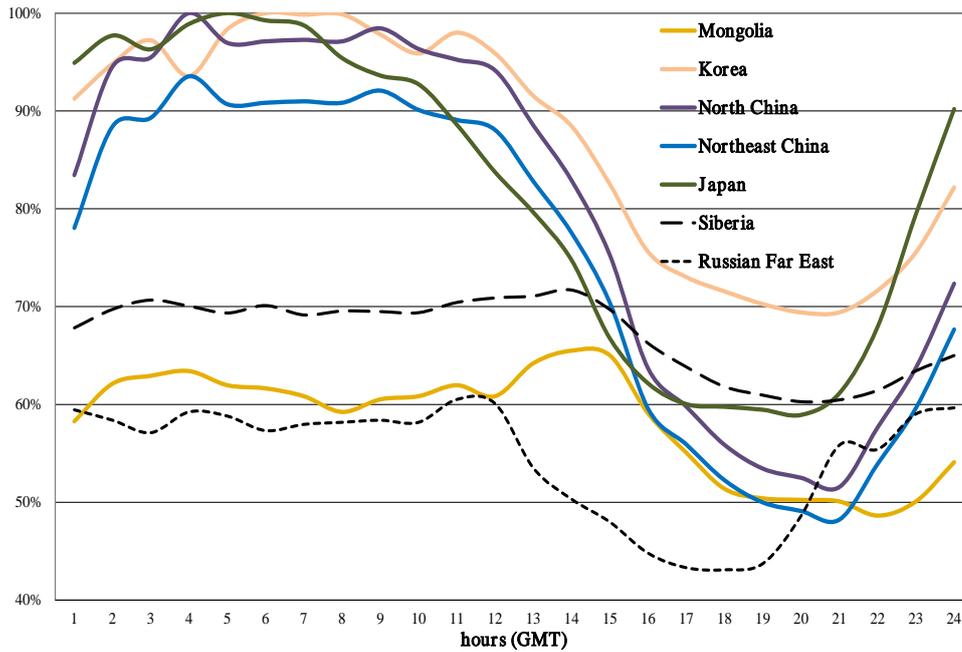


Рисунок А.3 – Конфигурация летних суточных графиков электрической нагрузки

Таблица А.1 – Удельные капиталовложения в электропередачи постоянного тока ± 800 кВ

| Страна | Воздушные линии, 10^3 дол./км | Кабельные линии, 10^3 дол./км | Преобразовательные подстанции, 10^3 дол./МВт |
|----------|---------------------------------|---------------------------------|--|
| Россия | 1870 | 12000 | 125 ^{*)} |
| Монголия | 700 | | |
| Китай | 700 | | |
| КНДР | 700 | | |
| РК | 2000 | | |
| Япония | 4200 | | |

^{*)} в сумме, на отправном и приемном концах

Таблица А.2 – Протяженность трасс МГЭС, км

| №№ | Линии | Всего | По странам | |
|-----|--|--|------------------------|---------------------------------------|
| | | | | |
| 1. | Сибирь - Монголия | 1250 | Сибирь | 930 |
| | | | Монголия | 320 |
| 2. | Монголия - Северный Китай | 1400 | Монголия | 650 |
| | | | Северный Китай | 750 |
| 3. | Сибирь - Северо-Восточный Китай | 2000 | Сибирь | 800 |
| | | | Северо-Восточный Китай | 1200 |
| 4. | Дальний Восток России (материк) - Северо-Восточный Китай | 1220 | Дальний Восток России | 20 |
| | | | Северо-Восточный Китай | 1200 |
| 5. | Дальний Восток России (материк) - КНДР | 1770 | Дальний Восток России | 900 |
| | | | КНДР | 870 |
| 6. | КНДР - РК | 250 | КНДР | 200 |
| | | | РК | 50 |
| 7. | РК - Япония | 930 (в т.ч. кабельных линий – 250 км) | РК | 555 (в т.ч. кабельных линий – 125 км) |
| | | | Япония | 375 (в т.ч. кабельных линий – 125 км) |
| 8. | Северо-Восточный Китай - КНДР | 440 | Северо-Восточный Китай | 240 |
| | | | КНДР | 200 |
| 9. | Дальний Восток России (материк) - Сахалин | 840 (в т.ч. кабельных линий – 120 км) | | |
| 10. | Сахалин - Япония | 1150 (в т.ч. кабельных линий – 100 км) | Сахалин | 500 (в т.ч. кабельных линий – 50 км) |
| | | | Япония | 650 (в т.ч. кабельных линий – 50 км) |
| 11. | Сибирь – РК | 2670 | Сибирь | 800 |
| | | | Северо-Восточный Китай | 1450 |
| | | | КНДР | 370 |
| | | | РК | 50 |

Приложение Б. Результаты расчётов

Таблица Б.1 – Максимальные сезонные межсистемные перетоки мощности (сценарий 3), МВт

| ОЭС Сибири | | | | | | | | | |
|--------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
| | Прием | | | | Выдача | | | | |
| | ОЭС Востока | Монголия | ОЭС Сев КНР | ОЭС СВ КНР | пр. Монголия* | ОЭС Востока | Монголия | ОЭС Сев КНР | ОЭС СВ КНР |
| Зима | | 6729 | | 3933 | -205 | -1000 | -776 | | -4132 |
| Весна | | 6870 | | 3933 | -205 | -1000 | -1271 | | -4132 |
| Лето | | 2305 | | 3933 | -241 | -1000 | -8915 | | -4132 |
| Осень | | 7142 | | 3933 | -250 | -1000 | | | -4132 |
| Всего | | 7142 | | 3933 | -250 | -1000 | -8915 | | -4132 |
| ОЭС Востока | | | | | | | | | |
| | Прием | | | | Выдача | | | | |
| | ОЭС Сибири | ЭС Сахалина | ОЭС СВ КНР | КНДР | ОЭС Сибири | прКНР | ЭС Сахалина | ОЭС СВ КНР | КНДР |
| Зима | 980 | 2300 | | 1704 | | -680 | -2381 | -464 | -1835 |
| Весна | 980 | 2300 | | 1704 | | -619 | -2381 | | -1596 |
| Лето | 980 | 2300 | | 1704 | | -411 | -2381 | -10726 | -124 |
| Осень | 980 | 2300 | | 1704 | | -641 | -2381 | -302 | -1312 |
| Всего | 980 | 2300 | | 1704 | | -680 | -2381 | -10726 | -1835 |
| ЭС Сахалина | | | | | | | | | |
| | Прием | | | | Выдача | | | | |
| | ОЭС Востока | Япония | | | ОЭС Востока | Япония | | | |
| Зима | 2300 | | | | -2381 | -5279 | | | |
| Весна | 2300 | | | | -2381 | -5279 | | | |
| Лето | 2300 | | | | -2381 | -5279 | | | |
| Осень | 2300 | | | | -2381 | -5279 | | | |
| Всего | 2300 | | | | -2381 | -5279 | | | |
| Монголия | | | | | | | | | |
| | Прием | | | Выдача | | | | | |
| | ОЭС Сибири | прСиб | ОЭС Сев КНР | ОЭС Сибири | ОЭС Сев КНР | | | | |
| Зима | 737 | 205 | 7757 | -7083 | | | | | |
| Весна | 1207 | 205 | 7757 | -7232 | | | | | |
| Лето | 8469 | 241 | 2382 | -2426 | -8217 | | | | |
| Осень | | 250 | 7757 | -7518 | | | | | |
| Всего | 8469 | 250 | 7757 | -7518 | -8217 | | | | |
| ОЭС Сев КНР | | | | | | | | | |
| | Прием | | | | Выдача | | | | |
| | ОЭС Сибири | Монголия | ОЭС СВ КНР | ОЭС СЗ КНР | ОЭС Сибири | Монголия | ОЭС СВ КНР | ОЭС СЗ КНР | |
| Зима | | | | 3880 | | -8217 | -20506 | | |
| Весна | | | | 3880 | | -8217 | -20506 | | |
| Лето | | 7757 | 15930 | 3880 | | -2524 | -20506 | | |
| Осень | | | | 3880 | | -8217 | -20506 | | |
| Всего | | 7757 | 15930 | 3880 | | -8217 | -20506 | | |

Продолжение таблицы Б.1

| ОЭС СВ КНР | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|-------------|---------------|---------------|
| | Прием | | | | | Выдача | | | |
| | ОЭС Си-бири | ОЭС Востока | прДВ | ОЭС Сев КНР | КНДР | ОЭС Сибири | ОЭС Востока | ОЭС Сев КНР | КНДР |
| Зима | 3933 | 441 | 680 | 19890 | 4981 | -4132 | | | -15000 |
| Весна | 3933 | | 619 | 19890 | | -4132 | | | -15000 |
| Лето | 3933 | 10200 | 411 | 19890 | 14730 | -4132 | | -16422 | -15000 |
| Осень | 3933 | 287 | 641 | 19890 | | -4132 | | | -15000 |
| Всего | 3933 | 10200 | 680 | 19890 | 14730 | -4132 | | -16422 | -15000 |
| КНДР | | | | | | | | | |
| | Прием | | | Выдача | | | | | |
| | ОЭС Востока | ОЭС СВ КНР | Корея | ОЭС Востока | ОЭС СВ КНР | Корея | | | |
| Зима | 1704 | 14730 | 10439 | -1835 | -5073 | -12373 | | | |
| Весна | 1483 | 14730 | | -1835 | | -15000 | | | |
| Лето | 115 | 14730 | 14850 | -1835 | -15000 | -15000 | | | |
| Осень | 1219 | 14730 | | -1835 | | -15000 | | | |
| Всего | 1704 | 14730 | 14850 | -1835 | -15000 | -15000 | | | |
| Корея | | | | | | | | | |
| | Прием | | | Выдача | | | | | |
| | КНДР | Япония | | КНДР | Япония | | | | |
| Зима | 12249 | | | -10545 | -15000 | | | | |
| Весна | 14850 | | | | -15000 | | | | |
| Лето | 14850 | | | -15000 | -15000 | | | | |
| Осень | 14850 | | | | -15000 | | | | |
| Всего | 14850 | | | -15000 | -15000 | | | | |
| Япония | | | | | | | | | |
| | Прием | | | Выдача | | | | | |
| | ЭС Сахалина | Корея | | ЭС Сахалина | Корея | | | | |
| Зима | 5036 | 14445 | | | | | | | |
| Весна | 5036 | 14445 | | | | | | | |
| Лето | 5036 | 14445 | | | | | | | |
| Осень | 5036 | 14445 | | | | | | | |
| Всего | 5036 | 14445 | | | | | | | |

* пр. Монголия – приграничный экспорт в Монголию из России.

Таблица Б.2 –Межсистемный обмен электроэнергией (сценарий 3), ТВт.ч/год

| ОЭС Сибири | | | | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|----------------|----------------|
| | Прием | | | | Всего | Выдача | | | | | Всего | сальдо-переток |
| | ОЭС Востока | Монголия | ОЭС Сев КНР | ОЭС СВ КНР | | пр. Монголия* | ОЭС Востока | Монголия | ОЭС Сев КНР | ОЭС СВ КНР | | |
| Зима | | 2,338 | | 6,325 | 8,663 | -0,135 | -1,878 | -0,018 | | -1,197 | -3,228 | 5,435 |
| Весна | | 3,839 | | 4,777 | 8,616 | -0,295 | -1,821 | -0,283 | | -2,689 | -5,088 | 3,528 |
| Лето | | 0,646 | | 4,122 | 4,768 | -0,190 | -2,064 | -4,410 | | -4,098 | -10,762 | -5,994 |
| Осень | | 5,750 | | 5,038 | 10,788 | -0,281 | -2,160 | | | -2,199 | -4,640 | 6,148 |
| Всего | | 12,572 | | 20,263 | 32,835 | -0,901 | -7,923 | -4,711 | | -10,183 | -23,718 | 9,117 |
| ОЭС Востока | | | | | | | | | | | | |
| | Прием | | | | Всего | Выдача | | | | | Всего | |
| | ОЭС Сибири | ЭС Сахалин | ОЭС СВ КНР | КНДР | | ОЭС Сибири | прКНР | ЭС Сахалин | ОЭС СВ КНР | КНДР | | |
| Зима | 1,840 | 0,602 | | 0,753 | 3,195 | | -1,204 | -3,384 | -0,027 | -0,869 | -5,485 | -2,290 |
| Весна | 1,785 | 2,854 | | 0,440 | 5,080 | | -1,125 | -1,165 | | -0,168 | -2,458 | 2,621 |
| Лето | 2,023 | 0,173 | | 0,590 | 2,786 | | -0,749 | -3,064 | -2,114 | -0,011 | -5,939 | -3,153 |
| Осень | 2,117 | 1,739 | | 0,267 | 4,123 | | -1,208 | -2,537 | -0,019 | -0,241 | -4,006 | 0,117 |
| Всего | 7,765 | 5,368 | | 2,050 | 15,183 | | -4,287 | -10,151 | -2,161 | -1,290 | -17,888 | -2,705 |
| ЭС Сахалин | | | | | | | | | | | | |
| | Прием | | Всего | Выдача | | Всего | | | | | | |
| | ОЭС Востока | Япония | | ОЭС Востока | Япония | | | | | | | |
| Зима | 3,269 | | 3,269 | -0,623 | -8,494 | -9,117 | -5,848 | | | | | |
| Весна | 1,126 | | 1,126 | -2,955 | -4,295 | -7,250 | -6,124 | | | | | |
| Лето | 2,960 | | 2,960 | -0,179 | -9,191 | -9,370 | -6,410 | | | | | |
| Осень | 2,451 | | 2,451 | -1,800 | -7,098 | -8,898 | -6,447 | | | | | |
| Всего | 9,806 | | 9,806 | -5,557 | -29,078 | -34,635 | -24,829 | | | | | |
| Монголия | | | | | | | | | | | | |
| | Прием | | | Всего | Выдача | | Всего | | | | | |
| | ОЭС Сибири | прСиб | ОЭС Сев КНР | | ОЭС Сибири | ОЭС Сев КНР | | | | | | |
| Зима | 0,017 | 0,135 | 4,676 | 4,828 | -2,461 | | -2,461 | 2,367 | | | | |
| Весна | 0,269 | 0,295 | 5,576 | 6,141 | -4,041 | | -4,041 | 2,100 | | | | |
| Лето | 4,189 | 0,190 | 0,681 | 5,060 | -0,680 | -3,947 | -4,627 | 0,433 | | | | |
| Осень | | 0,281 | 7,848 | 8,129 | -6,052 | | -6,052 | 2,077 | | | | |
| Всего | 4,475 | 0,901 | 18,781 | 24,157 | -13,233 | -3,947 | -17,181 | 6,977 | | | | |
| ОЭС Сев КНР | | | | | | | | | | | | |
| | Прием | | | | Всего | Выдача | | | | Всего | | |
| | ОЭС Сибири | Монголия | ОЭС СВ КНР | ОЭС СЗ КНР | | ОЭС Сибири | Монголия | ОЭС СВ КНР | ОЭС СЗ КНР | | | |
| Зима | | | | 7,636 | 7,636 | | -4,954 | -17,387 | | -22,341 | -14,705 | |
| Весна | | | | 8,008 | 8,008 | | -5,907 | -22,259 | | -28,166 | -20,158 | |
| Лето | | 3,726 | 0,988 | 8,008 | 12,722 | | -0,721 | -24,628 | | -25,349 | -12,627 | |
| Осень | | | | 8,381 | 8,381 | | -8,314 | -30,110 | | -38,424 | -30,043 | |
| Всего | | 3,726 | 0,988 | 32,033 | 36,747 | | -19,896 | -94,384 | | -114,280 | -77,532 | |

Продолжение таблицы Б.2

| ОЭС СВ КНР | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|--|-----------------|----------------|
| | Прием | | | | | Всего | Выдача | | | | | Всего | |
| | ОЭС Сибири | ОЭС Востока | прДВ | ОЭС Сев КНР | КНДР | | ОЭС Сибири | ОЭС Востока | ОЭС Сев КНР | КНДР | | | |
| Зима | 1,140 | 0,026 | 1,204 | 16,865 | 0,419 | 19,654 | -6,644 | | | -26,545 | | -33,190 | -13,536 |
| Весна | 2,560 | | 1,125 | 21,591 | | 25,276 | -5,018 | | | -27,154 | | -32,172 | -6,896 |
| Лето | 3,902 | 2,010 | 0,749 | 23,889 | 0,913 | 31,464 | -4,330 | | -1,018 | -28,820 | | -34,168 | -2,704 |
| Осень | 2,093 | 0,018 | 1,208 | 29,207 | | 32,527 | -5,292 | | | -31,481 | | -36,773 | -4,246 |
| Всего | 9,694 | 2,055 | 4,287 | 91,552 | 1,332 | 108,920 | -21,285 | | -1,018 | -114,000 | | -136,303 | -27,382 |
| КНДР | | | | | | | | | | | | | |
| | Прием | | | Всего | Выдача | | | Всего | | | | | |
| | ОЭС Востока | ОЭС СВ КНР | Корея | | ОЭС Востока | ОЭС СВ КНР | Корея | | | | | | |
| Зима | 0,807 | 26,068 | 1,375 | 28,250 | -0,811 | -0,426 | -14,197 | -15,434 | 12,817 | | | | |
| Весна | 0,156 | 26,665 | | 26,821 | -0,474 | | -19,647 | -20,121 | 6,700 | | | | |
| Лето | 0,011 | 28,301 | 0,921 | 29,233 | -0,635 | -0,930 | -26,122 | -27,687 | 1,546 | | | | |
| Осень | 0,224 | 30,914 | | 31,138 | -0,288 | | -24,741 | -25,029 | 6,109 | | | | |
| Всего | 1,198 | 111,948 | 2,296 | 115,442 | -2,207 | -1,356 | -84,707 | -88,270 | 27,171 | | | | |
| Корея | | | | | | | | | | | | | |
| | Прием | | Всего | Выдача | | Всего | | | | | | | |
| | КНДР | Япония | | КНДР | Япония | | | | | | | | |
| Зима | 14,055 | | 14,055 | -1,389 | -22,257 | -23,646 | -9,592 | | | | | | |
| Весна | 19,450 | | 19,450 | | -17,034 | -17,034 | 2,416 | | | | | | |
| Лето | 25,861 | | 25,861 | -0,930 | -26,446 | -27,376 | -1,516 | | | | | | |
| Осень | 24,494 | | 24,494 | | -21,627 | -21,627 | 2,867 | | | | | | |
| Всего | 83,860 | | 83,860 | -2,319 | -87,365 | -89,684 | -5,824 | | | | | | |
| Япония | | | | | | | | | | | | | |
| | Прием | | Всего | Выдача | | Всего | | | | | | | |
| | ЭС Сахалин | Корея | | ЭС Сахалин | Корея | | | | | | | | |
| Зима | 8,104 | 21,434 | 29,537 | | | | 29,537 | | | | | | |
| Весна | 4,098 | 16,404 | 20,501 | | | | 20,501 | | | | | | |
| Лето | 8,768 | 25,468 | 34,236 | | | | 34,236 | | | | | | |
| Осень | 6,771 | 20,827 | 27,598 | | | | 27,598 | | | | | | |
| Всего | 27,740 | 84,132 | 111,873 | | | | 111,873 | | | | | | |

* пр. Монголия – приграничный экспорт в Монголию из России.

Таблица Б.3 – Структура генерирующих мощностей, 2035 г., ГВт

| | Узел | ГЭС | ГАЭС | КЭС уголь | КЭС газ | КЭС мазут | ТЭЦ | | | АЭС | ВЭС | СЭС | Всего |
|------------|----------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-------------|--------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|---------------|
| | | | | | | | уголь | газ | мазут | | | | |
| Сценарий 1 | Россия (Сибирь, РДВ) | 34,5 | | 10,3 | 2,2 | | 19,8 | 5,7 | | 2,4 | | | 75,0 |
| | Монголия | 0,1 | 0,2 | 1,9 | | | 1,9 | | | | 0,5 | 0,1 | 4,7 |
| | КНР (СК, СВК) | 10,0 | 32,0 | 517,5 | | | 137,5 | 20,8 | | 36,9 | 60,6 | 32,0 | 847,3 |
| | КНДР | 7,0 | | 3,0 | 7,0 | 2,0 | | | | | 0,6 | 0,7 | 20,3 |
| | РК | 1,9 | 4,7 | 57,1 | 33,6 | 1,0 | 1,1 | 11,0 | | 39,4 | 20,0 | 8,0 | 177,8 |
| | Япония | 22,5 | 25,6 | 43,8 | 64,4 | 22,2 | 0,2 | 8,0 | 16,8 | 37,0 | 8,0 | 27,0 | 275,5 |
| | Всего | 76,0 | 62,5 | 633,6 | 107,2 | 25,2 | 160,6 | 45,5 | 16,8 | 115,7 | 89,7 | 67,8 | 1400,7 |
| Сценарий 2 | Россия (Сибирь, РДВ) | 34,6 | | 12,5 | 1,3 | | 19,8 | 5,7 | | 2,4 | | | 76,3 |
| | Монголия | 0,0 | | 0,0 | | | 1,9 | | | | 0,5 | 0,1 | 2,6 |
| | КНР (СК, СВК) | 9,9 | 28,2 | 512,6 | | | 137,5 | 20,8 | | 5,7 | 60,6 | 32,0 | 807,4 |
| | КНДР | 7,2 | | 3,0 | 7,0 | 1,3 | | | | | 0,6 | 0,7 | 19,8 |
| | РК | 1,9 | 4,7 | 57,1 | 33,6 | 1,0 | 1,1 | 11,0 | | 37,3 | 20,0 | 8,0 | 175,7 |
| | Япония | 22,5 | 25,6 | 34,8 | 44,0 | 22,2 | 0,2 | 8,0 | 16,8 | 36,0 | 8,0 | 27,0 | 245,1 |
| | Всего | 76,1 | 58,5 | 620,1 | 85,9 | 24,5 | 160,6 | 45,5 | 16,8 | 81,4 | 89,7 | 67,8 | 1326,8 |
| Сценарий 3 | Россия (Сибирь, РДВ) | 34,3 | | 12,5 | 1,3 | | 19,8 | 5,7 | | 2,4 | | | 76,1 |
| | Монголия | 0,0 | | 0,0 | | | 1,9 | | | | 0,5 | 0,1 | 2,6 |
| | КНР (СК, СВК) | 9,9 | 32,0 | 511,5 | | | 137,5 | 20,8 | | 5,7 | 60,6 | 32,0 | 810,1 |
| | КНДР | 5,9 | | 2,8 | 1,6 | 1,3 | | | | | 0,6 | 0,7 | 12,8 |
| | РК | 1,9 | 4,7 | 57,1 | 33,6 | 1,0 | 1,1 | 11,0 | | 40,1 | 20,0 | 8,0 | 178,5 |
| | Япония | 22,5 | 26,4 | 43,8 | 45,1 | 22,2 | 0,2 | 8,0 | 16,8 | 36,0 | 8,0 | 27,0 | 256,0 |
| | Всего | 74,6 | 63,1 | 627,7 | 81,6 | 24,5 | 160,6 | 45,5 | 16,8 | 84,2 | 89,7 | 67,8 | 1336,0 |
| Сценарий 4 | Россия (Сибирь, РДВ) | 34,5 | | 10,3 | 2,2 | | 19,8 | 5,7 | | 2,4 | | | 75,0 |
| | Монголия | 0,0 | | 1,9 | | | 1,9 | | | | 0,5 | 0,1 | 4,4 |
| | КНР (СК, СВК) | 10,0 | 32,0 | 517,5 | | | 137,5 | 20,8 | | 21,0 | 60,6 | 32,0 | 831,4 |
| | КНДР | 5,9 | | 2,8 | 1,2 | 1,3 | | | | | 0,6 | 0,7 | 12,4 |
| | РК | 1,9 | 4,7 | 57,1 | 33,6 | 1,0 | 1,1 | 11,0 | | 40,0 | 20,0 | 8,0 | 178,4 |
| | Япония | 22,5 | 25,7 | 43,8 | 50,8 | 22,2 | 0,2 | 8,0 | 16,8 | 36,0 | 8,0 | 27,0 | 261,1 |
| | Всего | 74,7 | 62,4 | 633,4 | 87,8 | 24,5 | 160,6 | 45,5 | 16,8 | 99,4 | 89,7 | 67,8 | 1362,7 |
| Сценарий 5 | Россия (Сибирь, РДВ) | 33,8 | | 13,5 | 1,3 | | 19,8 | 5,7 | | 4,6 | | | 78,8 |
| | Монголия | 0,0 | | 1,9 | | | 1,9 | | | | 0,5 | 0,1 | 4,4 |
| | КНР (СК, СВК) | 9,9 | 32,0 | 507,0 | | | 137,5 | 20,8 | | 5,7 | 60,6 | 32,0 | 805,6 |
| | КНДР | 5,9 | | 3,0 | 2,3 | 1,3 | | | | | 0,6 | 0,7 | 13,8 |
| | РК | 1,9 | 4,7 | 57,1 | 33,6 | 1,0 | 1,1 | 11,0 | | 42,2 | 20,0 | 8,0 | 180,6 |
| | Япония | 22,5 | 25,6 | 43,8 | 45,9 | 22,2 | 0,2 | 8,0 | 16,8 | 36,0 | 8,0 | 27,0 | 256,0 |
| | Всего | 74,0 | 62,3 | 626,3 | 83,2 | 24,5 | 160,6 | 45,5 | 16,8 | 88,6 | 89,7 | 67,8 | 1339,2 |

Таблица Б.4 – Структура вводов генерирующих мощностей, ГВт

| Узел | ГЭС | ГАЭС | КЭС уголь | КЭС газ | КЭС мазут | АЭС | Всего |
|----------------------|-------------|-------------|---------------|-------------|------------|-------------|---------------|
| Сценарий 1 | | | | | | | |
| Россия (Сибирь, РДВ) | 1,9 | | 0,2 | 2,0 | | 0 | 4,0 |
| Монголия | 0,1 | 0,2 | 1,9 | | | 0 | 2,2 |
| КНР (СК, СВК) | 0,0 | 25,0 | 249,5 | | | 31,2 | 305,7 |
| КНДР | 1,1 | | 0,2 | 6,0 | 0,7 | 0 | 8,1 |
| РК | 0,1 | | 12,7 | | | 9,3 | 22,1 |
| Япония | | | 9,0 | 20,4 | | 1,0 | 30,4 |
| Всего | 3,3 | 25,2 | 273,6 | 28,4 | 0,7 | 41,5 | 372,6 |
| Сценарий 2 | | | | | | | |
| Россия (Сибирь, РДВ) | 2,0 | 0 | 2,3 | 1,1 | 0 | 0 | 5,3 |
| Монголия | 0 | 0 | 0,05 | 0 | 0 | 0 | 0,05 |
| КНР (СК, СВК) | 0 | 21,1 | 244,7 | 0 | 0 | 0 | 265,8 |
| КНДР | 1,3 | 0 | 0,2 | 6,0 | 0 | 0 | 7,5 |
| РК | 0,1 | 0 | 12,7 | 0 | 0 | 7,1 | 19,9 |
| Япония | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Всего | 3,4 | 21,1 | 259,95 | 7,1 | 0 | 7,1 | 298,65 |
| Сценарий 3 | | | | | | | |
| Россия (Сибирь, РДВ) | 1,7 | 0 | 2,3 | 1,1 | 0 | 0 | 5,1 |
| Монголия | 0 | 0 | 0,05 | 0 | 0 | 0 | 0,05 |
| КНР (СК, СВК) | 0 | 25,0 | 243,5 | 0 | 0 | 0 | 268,5 |
| КНДР | 0 | 0 | 0 | 0,6 | 0 | 0 | 0,6 |
| РК | 0,1 | 0 | 12,7 | 0 | 0 | 9,9 | 22,7 |
| Япония | 0 | 0,8 | 9,0 | 1,1 | 0 | 0 | 10,9 |
| Всего | 1,8 | 25,8 | 267,55 | 2,8 | 0 | 9,9 | 307,85 |
| Сценарий 4 | | | | | | | |
| Россия (Сибирь, РДВ) | 1,9 | 0 | 0,2 | 2,0 | 0 | 0 | 4,1 |
| Монголия | 0 | 0 | 1,9 | 0 | 0 | 0 | 1,9 |
| КНР (СК, СВК) | 0,05 | 25,00 | 249,5 | 0 | 0 | 15,3 | 289,85 |
| КНДР | 0 | 0 | 0 | 0,2 | 0 | 0 | 0,2 |
| РК | 0,1 | 0 | 12,7 | 0 | 0 | 9,9 | 22,7 |
| Япония | 0 | 0,1 | 9,0 | 6,8 | 0 | 0 | 15,9 |
| Всего | 2,05 | 25,1 | 273,3 | 9,0 | 0 | 25,2 | 334,65 |
| Сценарий 5 | | | | | | | |
| Россия (Сибирь, РДВ) | 1,2 | 0 | 3,3 | 1,1 | 0 | 2,2 | 7,8 |
| Монголия | 0 | 0 | 1,9 | 0 | 0 | 0 | 1,9 |
| КНР (СК, СВК) | 0 | 25,0 | 239,0 | 0 | 0 | 0 | 264,0 |
| КНДР | 0 | 0 | 0,2 | 1,3 | 0 | 0 | 1,5 |
| Корея | 0,1 | 0 | 12,7 | 0 | 0 | 12,1 | 24,9 |
| Япония | 0 | 0 | 9,0 | 1,9 | 0 | 0 | 10,9 |
| Всего | 1,3 | 25,0 | 266,1 | 4,3 | 0 | 14,3 | 311,1 |

Таблица Б.5 – Структура выработки электроэнергии, 2035 г., ТВт·ч

| Узел | ГЭС | ГАЭС | КЭС уголь | КЭС газ | КЭС мазут | ТЭЦ | | | АЭС | ВЭС | СЭС | Всего | |
|------------|----------------------------|--------------|--------------|---------------|--------------|-------------|---------------|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|----------------|
| | | | | | | уголь | газ | мазут | | | | | |
| Сценарий 1 | Россия (Сибирь, РДВ) | 157,7 | 68,6 | 10,9 | | 137,8 | 28,9 | | 17,8 | | | 421,8 | |
| | Монголия | 0,2 | 0,0 | 10,5 | | 9,0 | | | | 1,0 | 0,2 | 20,9 | |
| | КНР (СК, СВК) | 21,3 | 8,0 | 2651,8 | | | 831,0 | 61,8 | | 274,2 | 122,9 | 51,3 | 4022,2 |
| | КНДР | 22,4 | | 19,8 | 30,8 | 7,7 | | | | | 1,2 | 1,2 | 83,0 |
| | РК | 7,8 | 3,0 | 331,7 | 107,6 | 3,8 | 7,1 | 43,4 | | 290,7 | 42,2 | 13,2 | 850,5 |
| | Япония | 94,6 | 14,7 | 298,1 | 287,0 | 70,0 | 1,4 | 44,6 | 54,6 | 274,9 | 19,7 | 44,5 | 1204,2 |
| | Всего | 304,1 | 25,8 | 3380,5 | 436,3 | 81,5 | 986,3 | 178,7 | 54,6 | 857,7 | 187,0 | 110,3 | 6602,7 |
| Сценарий 2 | Россия (Сибирь, РДВ) | 158,1 | | 84,7 | 8,5 | | 137,8 | 29,1 | | 17,8 | | 436,0 | |
| | Монголия | 0,0 | | 0,2 | | | 13,1 | | | | 1,0 | 0,2 | 14,5 |
| | КНР (СК, СВК) | 21,2 | 26,9 | 3074,1 | | | 928,1 | 65,2 | | 42,7 | 122,9 | 51,3 | 4332,2 |
| | КНДР | 23,0 | | 21,0 | 31,9 | 4,9 | | | | | 1,2 | 1,2 | 83,3 |
| | РК | 7,8 | 3,2 | 308,6 | 109,0 | 3,8 | 6,8 | 37,5 | | 277,1 | 42,2 | 13,2 | 809,2 |
| | Япония | 94,6 | 17,1 | 200,6 | 174,5 | 70,0 | 1,3 | 35,2 | 53,4 | 267,5 | 19,7 | 44,5 | 978,5 |
| | Всего | 304,8 | 47,2 | 3689,2 | 324,0 | 78,8 | 1087,0 | 167,0 | 53,4 | 605,0 | 187,0 | 110,3 | 6653,67 |
| Сценарий 3 | Россия (Сибирь, РДВ) | 157,2 | | 84,7 | 9,0 | | 137,8 | 28,1 | | 17,8 | | 434,7 | |
| | Монголия | 0,0 | | 0,2 | | | 13,3 | | | | 1,0 | 0,2 | 14,71 |
| | КНР (СК, СВК) | 21,2 | 22,9 | 2930,3 | | | 926,7 | 63,5 | | 42,7 | 122,9 | 51,3 | 4181,4 |
| | КНДР | 18,7 | | 20,5 | 6,8 | 4,8 | | | | | 1,2 | 1,2 | 53,3 |
| | РК | 7,8 | 2,8 | 331,8 | 107,6 | 3,8 | 7,3 | 40,0 | | 297,7 | 42,2 | 13,2 | 854,3 |
| | Япония | 94,6 | 16,0 | 294,0 | 195,9 | 70,0 | 1,4 | 36,0 | 54,3 | 267,5 | 19,7 | 44,5 | 1093,9 |
| | Всего | 299,6 | 41,7 | 3661,6 | 319,3 | 78,6 | 1086,5 | 167,6 | 54,3 | 625,7 | 187,0 | 110,3 | 6632,2 |
| Сценарий 4 | Россия (Сибирь, РДВ) | 157,7 | | 68,6 | 10,9 | | 137,8 | 28,9 | | 17,8 | | 421,8 | |
| | Монголия | 0,0 | | 10,0 | | | 10,0 | | | | 1,0 | 0,2 | 21,2 |
| | КНР (СК, СВК) | 21,3 | 11,4 | 2824,1 | | | 895,3 | 62,2 | | 156,1 | 122,9 | 51,3 | 4144,6 |
| | КНДР | 18,7 | | 20,2 | 5,3 | 5,1 | | | | | 1,2 | 1,2 | 51,7 |
| | РК | 7,8 | 2,9 | 327,4 | 107,3 | 3,8 | 7,3 | 40,3 | | 297,5 | 42,2 | 13,2 | 849,7 |
| | Япония | 94,6 | 15,8 | 295,6 | 221,9 | 70,0 | 1,4 | 37,3 | 53,9 | 267,5 | 19,7 | 44,5 | 1122,3 |
| | Всего | 300,2 | 30,1 | 3546,0 | 345,5 | 78,9 | 1051,8 | 168,8 | 53,9 | 738,9 | 187,0 | 110,3 | 6611,4 |
| Сценарий 5 | Россия (Сибирь, РДВ) | 154,8 | | 91,7 | 9,3 | | 137,8 | 40,5 | | 34,4 | | 468,6 | |
| | Монголия | 0,0 | | 13,1 | | | 13,4 | | | | 1,0 | 0,2 | 27,7 |
| | КНР (СК, СВК) | 21,2 | 9,8 | 2812,3 | | | 888,9 | 70,6 | | 42,7 | 122,9 | 51,3 | 4019,6 |
| | КНДР | 18,7 | | 22,3 | 11,9 | 4,5 | | | | | 1,2 | 1,2 | 59,8 |
| | РК | 7,8 | 3,1 | 397,1 | 106,4 | 3,8 | 7,5 | 36,9 | | 313,8 | 42,2 | 13,2 | 931,7 |
| | Япония | 94,6 | 16,5 | 307,0 | 194,6 | 70,0 | 1,4 | 35,7 | 53,8 | 267,5 | 19,7 | 44,5 | 1105,4 |
| | Всего | 297,2 | 29,4 | 3643,5 | 322,2 | 78,3 | 1049,0 | 183,8 | 53,8 | 658,3 | 187,0 | 110,3 | 6612,8 |

**Приложение В. Документы об использовании результатов
диссертационной работы**



125009, РФ, г. Москва, Дегтярный пер. 9, офис 011
Телефон/Факс: (495) 411-5333, доб. 5216, 5218
E-mail: guiies@guiies.ru
ИНН 7710602965, ОКАТО 45286585000

125009, Degtyrniy side street 9, office 011, Moscow, RF
Phone/Fax: (495) 411-5333, 5216, 5218
E-mail: guiies@guiies.ru

22.07.2019 г., исх. № ВБ-077/2019

АКТ

об использовании результатов диссертации

на соискание учёной степени доктора технических наук по специальности 05.14.01 «Энергетические системы и комплексы»

Подковальникова Сергея Викторовича

«Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики России в условиях интеграции и дерегулирования»

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы Подковальникова С.В. на тему «Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики России в условиях интеграции и дерегулирования», включая анализ процесса электроэнергетической интеграции в разных регионах мира, методический подход и математическую модель для исследования эффективности формирования межгосударственных электрических связей и энергообъединений, использовались в научно-исследовательских работах «Разработка программы развития гидроэнергетики России до 2035 г. и на перспективу до 2050 г.» и «Исследование и разработка проекта интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки», выполненных Федеральным государственным бюджетным учреждением науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук по договорам № 1/14/1 от 28.10.2014 и № 2/14/1 от 04.11.2014 с Закрытым акционерным обществом «Глобализация и устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии» (ЗАО «ГУ ИЭС»).

Генеральный директор ЗАО «ГУ ИЭС»,
д.т.н., профессор



В.В. Бушуев



Открытое акционерное общество «Иркутская электросетевая компания» (ОАО «ИЭСК»)

АКТ

об использовании результатов диссертации
на соискание учёной степени доктора технических наук по специальности
05.14.01 «Энергетические системы и комплексы»
Подковальникова Сергея Викторовича
«Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики
России в условиях интеграции и дерегулирования»

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы Подковальникова С.В. на тему «Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики России в условиях интеграции и дерегулирования», включая методический подход и математическую модель для исследования эффективности формирования межгосударственных электрических связей и энергообъединений, использовались в научно-исследовательской работе «Предварительное технико-экономического обоснование проекта создания транспортных электропередач. Этап 1. Восточное направление электроэнергетической кооперации (РФ-КНР)», выполненной Федеральным государственным бюджетным учреждением науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук по договору № 1/13 от 20.12.2012 с Открытым акционерным обществом «Иркутская электросетевая компания» (ОАО «ИЭСК»).

Директор по развитию и технологическим
присоединениям ОАО «ИЭСК»

Е.В. Вечканов





Акционерное общество «Энергетический институт
им. Г.М. Кржижановского» (АО «ЭНИН»)
119071, г. Москва, Ленинский проспект, д.19,
Тел. +7(495) 770-31-00, +7(495) 770-31-01
E-mail: postbox@eninet.ru
Р/сч 4070281062000000189 в филиале № 7701
Банка ВТБ (ПАО), г. Москва
БИК 044525745, к/сч 30101810345250000745

от 01.10.2019 № 01-8/499-К1
На № _____ от _____

АКТ

об использовании результатов диссертации
на соискание учёной степени доктора технических наук
по специальности 05.14.01 «Энергетические системы и комплексы»
Подковальникова Сергея Викторовича
«Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики
России в условиях интеграции и дерегулирования»

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы Подковальникова С.В. на тему «Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики России в условиях интеграции и дерегулирования», включая анализ современного состояния и перспектив развития межгосударственных электрических связей ЕЭС России, использовались в научно-исследовательской работе «Разработка предложений по перспективам развития электроэнергетики России на период до 2030 г.», выполненной Федеральным государственным бюджетным учреждением науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук по договору № 33/08 от 01.07.2008 с Акционерным обществом «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского» (АО «ЭНИН»).

Заместитель Генерального директора,
д.т.н., профессор

И.Я. Редько

Подпись И.Я. Редько заверяю:

Генеральный директор



МП

К.А. Лунин

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по учебной работе

ФГБОУ ВО «Иркутский национальный
исследовательский технический университет»,

к.х.н., доцент

В.В. Смирнов



12 » сентября 2019 г.

АКТ

внедрения в учебный процесс Института энергетики ФГБОУ ВО «Иркутского национального исследовательского технического университета» результатов диссертационной работы на соискание учёной степени доктора технических наук по специальности 05.14.01 – «Энергетические системы и комплексы» Подковальникова Сергея Викторовича «Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики России в условиях интеграции и дерегулирования»

Мы, нижеподписавшиеся, в составе комиссии, включая председателя – директора института энергетики, зав. кафедрой «Электрические станции, сети и системы», Федчишина В.В. и членов комиссии – зав. кафедрой «Электроэнергетические системы», д.т.н. Голуб И.И., профессора кафедры «Электроэнергетические системы», д.т.н. Паламарчука С.И. и доцента кафедры «Электроэнергетические системы» к.т.н. Болоева Е.В., удостоверяем, что результаты диссертационного исследования Подковальникова С.В., а именно:

- математическая модель оптимизации развития и режимов работы электроэнергетических систем и энергообъединений;
- методика обоснования эффективности межгосударственных электрических связей и энергообъединений;
- методы расчёта системных эффектов объединения электроэнергетических систем;
- анализ ретроспективы, современного состояния и перспектив формирования межгосударственных электрических связей и энергообъединений в различных регионах мира, в т.ч. внешних электрических связей ЕЭС России,

внедрены в учебный процесс кафедры «Электроэнергетические системы» и используются при проведении лекционных, практических и лабораторных занятий для студентов, обучающихся по направлению магистратуры 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», программа магистратуры «Современная электроэнергетика», при изучении дисциплины «Мировая электроэнергетика».

Председатель:

Директор института энергетики,

Зав. кафедрой «Электрические станции, сети и системы»

к.т.н.

В.В. Федчишин

Члены комиссии:

Зав. кафедрой «Электроэнергетические системы»,

д.т.н.

И.И. Голуб

Профессор кафедры «Электроэнергетические системы»

д.т.н.

С.И. Паламарчук

Доцент кафедры «Электроэнергетические системы»,

к.т.н.

Е.В. Болоев

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ
им. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
(ИСЭМ СО РАН)



664033, Иркутск-33, ул. Лермонтова, 130

Тел. (395-2) 42-47-00

Факс (395-2) 42-67-96

E-mail: info@isem.irk.ru

от 15.02.2019 № 15315/01-076

на № _____ от _____

АКТ

об использовании результатов диссертации
на соискание учёной степени доктора технических наук по специальности
05.14.01 «Энергетические системы и комплексы»
Подковальникова Сергея Викторовича
«Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики
России в условиях интеграции и дерегулирования»

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы Подковальникова С.В. на тему «Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики России в условиях интеграции и дерегулирования» использовались Федеральным государственным бюджетным учреждением науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук при выполнении научно-исследовательских работ:

- по проекту Ш.17.1.3 «Анализ механизмов организации функционирования и развития систем энергетики в рыночных условиях» программы фундаментальных исследований СО РАН Ш.17.1 «Теоретические основы исследования инновационного развития интеллектуальных энергетических систем и управления ими»;

- по проекту IX.88.2.3 «Многофакторный анализ и прогнозирование рынков энергетических ресурсов Азиатской России и стран Северо-Восточной Азии» программы фундаментальных исследований СО РАН IX.88.2 «Тенденции и закономерности стратегического развития энергетики Азиатской России в первой половине XXI века с учетом энергетической кооперации со странами Северо-Восточной Азии»;

- по проекту Ш.17.4.2. «Теория и методы обоснования развития и управления режимами интеллектуальных электроэнергетических систем» программы фундаментальных исследований СО РАН Ш.17.4. «Методология обоснования развития интеллектуальных энергетических систем и управления ими»;

- по проекту Ш.17.6.2. «Комплексное исследование направлений развития и эффективности электроэнергетической интеграции России и стран Азиатского региона в условиях глобализации, инновационного обновления энергетики и рационального использования возобновляемых энергоресурсов» программы фундаментальных исследований СО РАН Ш.17.6 «Комплексные проблемы интеллектуальной энергетики и энергетическая политика».

Директор ИСЭМ СО РАН,
чл.-корр. РАН



В.А. Стенников