

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

Автореферат

диссертации на соискание учёной степени

доктора технических наук

Иркутск – 2020

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН)

Официальные оппоненты: **Зильберман Самуил Моисеевич**, доктор технических наук, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Сибирский федеральный университет», кафедра «Электротехнические комплексы и системы», профессор
Лебедев Виталий Матвеевич, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Омский государственный университет путей сообщения», кафедра «Теплоэнергетика», профессор
Молодюк Виктор Владимирович, доктор технических наук, профессор, Некоммерческое Партнёрство «Научно-технический совет Единой энергетической системы», Первый заместитель председателя

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Защита состоится 20 мая 2020 г. в 9.00 часов на заседании диссертационного совета Д 003.017.01, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук по адресу: **664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к.355.**

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ИСЭМ СО РАН по адресу: г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к.407 и на сайте ИСЭМ СО РАН <http://isem.irk.ru/dissert/case/DIS-2019-7>

Отзывы на автореферат в двух экземплярах с подписью составителя, заверенные печатью организации, просим направлять по адресу: г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130 на имя ученого секретаря диссертационного совета.

Автореферат разослан «___» _____ 2020 г.

Учёный секретарь диссертационного совета
 Д 003.017.01, доктор технических наук,
 профессор

Клер Александр Матвеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Методология обоснования развития электроэнергетики в нашей стране и за рубежом возникла и формировалась в течение длительного времени по мере появления, расширения и усложнения электроэнергетических систем (ЭЭС) в постоянно изменяющихся условиях. Пробразом такой методологии в СССР в условиях централизованного управления стал комплексно-энергетический метод, созданный под руководством Г.М. Кржижановского и явившийся основным инструментом при разработке плана ГОЭЛРО. С появлением крупных ЭЭС и формированием Единой энергосистемы (ЕЭС) страны происходило усовершенствование методологии обоснования их развития с использованием системного подхода. В зарубежной электроэнергетике тогда также доминировала парадигма централизованного управления, получившая воплощение в методе интегрированного планирования ресурсов (ИПР), концептуально близком к методологии 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. Новая система и методология управления развитием российской электроэнергетики, адекватные вновь сложившимся условиям, ещё только формируются. В зарубежных странах, где централизованное управление электроэнергетикой было заменено рыночными механизмами, произошел переход от метода ИПР к холистическому планированию, когда электроэнергетика, несмотря на её разделение на отдельные сектора по видам бизнеса, принадлежащего различным субъектам, рассматривается как целостная (прежде всего, технически) система. Однако данный метод требует дальнейшего совершенствования.

Рассмотренные процессы дерегулирования сопровождаются электроэнергетической интеграцией, т.е. объединением национальных энергосистем с форми-

рованием межгосударственных электрических связей (МГЭС) и энергообъединений (МГЭО) в разных регионах мира. Данная тенденция является глобальной, охватывая практически все обжитые территории планеты, и долгосрочной. Россия играет важную роль в Евразийской электроэнергетической интеграции, в том числе в её Восточно-Азиатском сегменте.

Указанные тенденции оказывают глубокое влияние на процессы развития электроэнергетики и требуют адекватного учёта в формирующейся методологии обоснования этого развития. Таким образом, работы по совершенствованию методологии обоснования развития электроэнергетики в современных условиях, характеризующихся её дерегулированием наряду с продолжающимся вовлечением в интеграционные процессы, являются, безусловно, актуальными и востребованными, как в России, так и за рубежом.

Степень научной разработанности проблемы. Методология обоснования развития электроэнергетики в условиях централизованного управления, «выросшая» из комплексно-энергетического метода, была создана в СССР и продолжает совершенствоваться в современных российских условиях усилиями нескольких поколений ученых. Среди них Мелентьев Л.А., Руденко Ю.Н., Макаров А.А., Беляев Л.С., Воропай Н.И., Зейлигер А.Н., Щавелев Д.С., Огороков В.Р., Волькенау И.М., Ершевич В.В., Арзамасцев Д.А., Веников В.А., Молодюк В.В., Хабачев Л.Д., Бартоломей П.И., Мардер Л.И., Мызин А.Л., Ханаев В.А., Савельев В.А., Труфанов В.В., Волкова Е.А., Макарова А.С., Падалко Л.П., Кришан З.П., Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С., Бушуев В.В., Веселов Ф.В. и ряд других.

В работах современных авторов учитываются интересы субъектов хозяйствования в электроэнергетике, как на стороне генерации, так и на стороне потребителей, согласование решений по развитию ЭЭС, принимаемых на разных уровнях их территориально-технологической иерархии в условиях дерегулирования, неопределенности информации и многокритериальности.

За рубежом заметный вклад в методологию интегрированного планирования ресурсов внесли такие специалисты, как Аллен А., Карпентьер Х., Молина П.,

Накамура С., Перейра М.В., Мунасингхе М., Харрингтон Дж., Московец Д., Бенке К. и многие другие. В «постреформенный» период за рубежом сформировалось новое направление моделирования и исследования развития электроэнергетики в условиях её дерегулирования, которое нужно рассматривать как дополняющее методологию холистического планирования. В данной области работы выполнялись такими специалистами, как Бушнел Дж., Ишии Дж., Вентоза М., Байо А., Жилотт Л., Финон Д., Сентено Е., Ренесес Дж., Гарсия Р., Мэрфи Ф., Смирс И., Саух С.Е. В России подобным вопросам обоснования развития и инвестирования электроэнергетики пока не уделяется должного внимания.

Исследования перспектив и эффективности электроэнергетической интеграции с формированием МГЭС и МГЭО, в том числе в Северо-Восточной Азии (СВА), активно проводятся в России 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., Капойи Л., Лю Чж., Юна Дж.Ё., Чоя Дж.С., Аракаву Ф., Оцуки Т., Иса А.Б.М., Самуэльсона Р.Д., Богданова Д., Брейера К. и многих других.

Как видно из сказанного, в России и за рубежом ведутся работы по методологии обоснования развития электроэнергетики. Однако в этом направлении требуются дальнейшие серьезные продвижения, в том числе с учётом тенденций интеграции и дерегулирования и их реализации в российских условиях.

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 национальных 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 использование для решения отдельных прикладных задач методологии обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний с учетом интеграции и дерегулирования.

Для достижения сформулированной цели были поставлены и решены комплексные методические и прикладные **задачи**, включая:

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. разработка 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 разделения МГЭО на национальные ЭЭС;
7. исследование перспектив и обоснование развития российской электроэнергетики с учетом её структурной организации и разделением на энергокомпании.

Научная новизна работы состоит в том, что в ней (1) *сформулирована обновлённая концепция обоснования развития электроэнергетики*, в которой поми-

мо традиционного рассмотрения физико-технических и технико-экономических факторов с выделением ЭЭС разного территориально-технологического уровня и их составляющих (генерирующих мощностей различных типов, электросетевых объектов), электроэнергетика также рассматривается с учетом ее организационной структуры (с разделением на генерирующие компании – ГенКо и национальные электроэнергетические комплексы), что, в итоге, повышает качество обосновываемых решений. При этом (2) *учитываются современные тенденции развития электроэнергетики*, включая интеграцию и дерегулирование.

Согласно обновлённой концепции (3) *усовершенствована имеющаяся методология обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний*. В обобщённом виде усовершенствованная методология представляет собой иерархически взаимоувязанную последовательность этапов, на каждом из которых решаются определённые методические задачи. В рамках решения этих задач (4) *разработана методика разделения общесистемных интеграционных эффектов между участвующими в МГЭО странами*, (5) *разработана методика согласования интересов участвующих в МГЭО стран* с максимизацией эффективности такого участия для каждой страны и с последующим поиском согласованного решения, (6) *сформулирована задача обоснования развития электроэнергетики России с учётом её организационного разделения на отдельные энергокомпании с максимизацией функции эффективности каждой из них и достижением долгосрочного равновесия*.

(7) *Разработана 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 модельно-инструментальную базу для обоснования решений по развитию электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, учитывая современные тенденции, значимые как для нашей страны, так и зарубежья.

Практическая значимость работы заключается в том, что полученные результаты позволят улучшить обоснованность решений по развитию электроэнергетики в стране и при совершенствовании форм её структурной организации. В частности, они будут полезны для российских энергокомпаний, Минэнерго РФ, других субъектов электроэнергетики для развития внешних электрических связей, реализации политики межгосударственной электроэнергетической кооперации, в том числе при формировании эффективных сценариев участия ЭЭС России в МГЭО СВА, при разработке рациональных стратегий, программ и схем развития ЭЭС, объединённых энергосистем (ОЭС), региональных ЭЭС, Единой национальной и региональных электрических сетей.

Результаты проведенных в рамках диссертации исследований использовались в прикладных работах, выполненных с участием автора по договорам 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 «Иркутская электросетевая компания» (2013 г.), ООО «Сибирская генерирующая компания» (2012 г.), АО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского» (2008-2012 гг.), ПАО «ИнтерРАО» (2003 г., 2011 г.) и другими организациями.

Методология и методы исследования, используемые в работе, имеют в качестве научной базы, прежде всего, системные исследования, которые получили широкое применение в энергетике и показали свою эффективность в условиях централизованного управления развитием ЭЭС и в постреформенный период. При решении конкретных задач активно использовались методы сравнительного технико-экономического обоснования вариантов решений и оптимизации, теория

двойственности и двойственные оценки (множители Лагранжа), методика Курно для поиска 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, ЭЭС и энергокомпаний с учетом современных тенденций.

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

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 СВА с созданием МГЭС и МГЭО в условиях их организационного разделения на национальные электроэнергетические комплексы с оценкой эффектов для участвующих сторон.

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

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, энергоэкономической сущностью двойственных оценок (множителей Лагранжа), как индикаторов узловых цен на электроэнергию. 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 многих международных и российских конференциях, в частности на: а) International Conference of Electrical Engineering (ICEE), Республика Корея, 2002 г., 2014 г.; Китай, 2015 г.; б) IEEE PES PowerTech Conference, Россия, 2005 г.; Норвегия, 2011 г.; в) Международная конференция «Азиатская энергетическая кооперация», 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), Россия, 2011 г.; д) Международная конференция «Евразийская экономическая интеграция», Казахстан, 2011 г.; Россия, 2012 г.; е) International Association for Energy Economics (IAEE) European Energy Conference, Италия, 2014 г.; ж) Международный электроэнергетический форум «Rugrids-Electro», Россия, 2014 г.; з) Всероссийская конференция «Энергетика России в XXI в.», Россия, 2010 г., 2015 г.; и) Northeast Asia Energy Security Forum, Республика Корея, 2014 г., 2015 г.; к) Международная научно-техническая конференция «Силовые и распределительные трансформаторы. Реакторы. Системы диагностики», Россия, 2016 г.; л) Сибирский энергетический форум, Россия, 2016 г.; м) Northeast Asia Regional Power Interconnection and Cooperation (NEA RPIC) Forum, Китай, 2016 г.; Монголия, 2018 г.; н) Мелентьевские чтения, Россия, 2017 г.; о) Global Energy Interconnection (GEI) Conference, Китай, 2018 г.; п) IEEE PES Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Малайзия, 2018 г.; р) International Congress on Advanced Materials Sciences and Engineering, Япония, 2019 г.; с) 91^е заседание международного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надёжности больших систем энергетики», Узбекистан, 2019 г.; т) Международная мультидисциплинарная конференция по промышленному инжинирингу и современным технологиям (Far East Con), Россия, 2019 г.

Личный вклад соискателя. Все научно-методические и прикладные результаты, представленные в диссертации, получены автором самостоятельно, либо под его научным руководством и 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., к.т.н. Чудиновой Л.Ю., Савельевым В.А., Семёновым К.А., работы по созданию информационно-вычислительной системы – совместно с д.ф.-м.н Хамисовым О.В., к.т.н. Чудиновой Л.Ю., к.т.н. Лебедевым А.В., Трофимовым И.Л., Трофимовым Л.Н., 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.

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

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».

Публикации. Основное содержание диссертации отражено в 40 работах, в том числе в 20 статьях в научных журналах из перечня 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, методико-инструментальную и прикладную), в каждую из которых входит по две главы, заключения и приложений. Полный объем составляет 292 страницы, включая 24 рисунка, 34 таблицы, 3 приложения. Список литературы содержит 250 наименований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обосновывается актуальность темы диссертации, сформулированы цели и задачи исследований, приведены положения, выносимые на защиту, отмечены новизна полученных результатов, их научная и практическая значимость, представлены структура диссертации и основные результаты исследований.

В **первой главе** выполнен ретроспективный аналитический обзор методологии и математических моделей обоснования развития электроэнергетики для условий СССР, России и зарубежья. Указанный методическо-модельный инструментарий, пройдя этапы длительной эволюции и периоды кардинальных изменений, в настоящее время адаптируется к современным условиям.

Впервые методические вопросы обеспечения и обоснования устойчивого развития электроэнергетики России в современных условиях в монографическом виде были системно рассмотрены ИНЭИ РАН (2007 г.). Выделялись этапы перспективного планирования развития (на 25, 15 и 5 лет). При этом, на каждом по-

следующем этапе должно обеспечиваться последовательное уточнение и детализация результатов предшествующего этапа (выступающих как целевые исходные условия и ограничения). Определялся состав задач, решаемых в ходе выполнения указанных этапов. В результате были сформированы общие контуры методологии обоснования развития электроэнергетики России в современных условиях.

В следующем монографическом исследовании, выполненном ЭНИН им. Г.М. Кржижановского (2010 г.), формулировался состав методических задач, требующих решения для обоснования развития электроэнергетики (включая прогноз спроса на электрическую и тепловую энергию, определение оптимальных вариантов развития генерирующих мощностей и электрических сетей, в том числе межгосударственных, оценку инвестиционных потребностей, прогноз стоимости электроэнергии и др.). При этом значительное внимание уделялось техническим задачам (в частности, управлению электрическими режимами при обосновании развития сложных ЭЭС и их объединений и др.), что позволяет оценить техническую реализуемость сформированных вариантов развития ЭЭС. Данная монография дополняет предыдущую тем, что в ней более детально рассмотрены методические задачи развития электроэнергетики и обосновываемые ими решения для прогноза перспектив развития электроэнергетики страны в новых условиях.

В монографии ИСЭМ СО РАН (2015 г.) обобщены модельно-методические проработки и комплексные исследования по обоснованию развития электроэнергетики в условиях современной России, выполненные в институте. Сформулирована общеметодическая схема обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний в новых условиях. Она включает в себя несколько этапов, на каждом из которых решается ряд методических задач. Первые два этапа (анализ тенденций развития электроэнергетики и исследование внешних условий её развития) являются предварительными, формируя основания и предпосылки собственно для обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, выполняемого на третьем (формирование и обоснование сценариев развития) и четвертом (выбор решений по развитию) этапах.

Методологию обоснования развития электроэнергетики в современных условиях ИСЭМ СО РАН, как в наибольшей степени проработанную и целостную на данный момент, представляется целесообразным использовать в качестве основы для дальнейшего совершенствования.

Во **второй главе** анализируются тенденции интеграции и дерегулирования, протекающие в электроэнергетике России и других стран мира, а также используемые при их исследовании математические модели и подходы.

Тенденция электроэнергетической интеграции, реализующаяся через создание межгосударственных электрических связей и энергообъединений, зародилась в Западной Европе и Северной Америке более ста лет тому назад. К настоящему времени там сформированы многочисленные МГЭС и мощные МГЭО. Кроме того, электроэнергетическая интеграция охватила Южную Америку, Юго-Восточную и Южную Азию, отдельные регионы Африки. Она активно развивалась между СССР, странами Восточной Европы и Монголией. В настоящее время исследуются перспективы развития МГЭС и МГЭО в СВА, а также в Азии в целом. Основные показатели крупных межгосударственных энергообъединений, образованных на разных континентах, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Ключевые показатели основных МГЭО мира, 2015 г.

МГЭО	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт электроэнергии	Импорт электроэнергии	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Европейское	1029,7	3278,087	467,657	467,737	935,394	0,08
Северо-Американское (западная часть)	307,872	1121,621	23,796	21,748	45,544	-2,048
Северо-Американское (восточная часть)	924,572	3678,328	63,061	57,133	120,194	-5,928
Южно-Американское	275,208	1076,229	43,314	43,354	86,668	0,040
Южно-Африканское	62,435	329,139	9,854	6,464	16,317	-3,390
Восточно-Африканское	64,403	219,515	0,926	0,986	1,912	0,060
Юго-Восточно-Азиатское	208,615	852,975	16,402	33,261	49,663	16,859
ОЭС/ЕЭС*	385,032	1491,130	42,871	33,740	76,611	-9,131

* МГЭО на постсоветском пространстве

Движущими силами данной тенденции являются достигаемые системные эффекты, такие как: а) снижение потребности в установленных генерирующих мощностях за счет разновременности наступления максимумов нагрузки (как в суточном, так и в годовом разрезе) в разных странах и регионах; б) повышение надежности объединяемых ЭЭС; в) широкомасштабное вовлечение в энергобалансы разных стран источников возобновляемой (гидравлической, ветровой, солнечной) энергии; д) интенсификация обменов мощностью и электроэнергией между странами; е) получение доходов от торговли электроэнергией и др.

Процессы дерегулирования электроэнергетики начались в мире более трёх десятилетий назад, вступив в активную фазу в России в двухтысячные годы. В той или иной степени они охватили многие страны мира на различных континентах, также фактически приняв характер глобальной тенденции. В результате в электроэнергетике разных стран были созданы различные организационные структуры, включая однопродуктовые (с торговлей электроэнергией) и двухпродуктовые (с торговлей мощностью и электроэнергией), имеющие свою специфику для разных стран. В ряде стран и регионов сохранились естественно-монопольные вертикально-интегрированные энергокомпании и др.

В связи с образованием множества энергокомпаний появилось множество центров обоснования и принятия решений по развитию электроэнергетики. Получили распространение механизмы развития генерирующих мощностей, стимулирующие вводы новых электростанций в дерегулированной среде. Формирующиеся основные организационные формы в электроэнергетике усложняются несовершенством конкуренции.

Для исследования указанных тенденций применяются оптимизационные и равновесные математические модели развития ЭЭС. Эти модели не объединены в систему, не позволяют оценивать эффективность МГЭО для отдельных его участников, не учитывают в достаточной степени технические особенности ЭЭС при рассмотрении организационных структур в электроэнергетике.

Очевидно, что наряду с указанными тенденциями имеют место и другие, такие как развитие распределенной генерации, интеллектуализация электроэнергетики и др. Однако, учет всех тенденций не представляется возможным в рамках одной работы. Рассмотренные же ранее тенденции проявились уже в весьма существенной степени, как в электроэнергетике мира, так и России, и представляются первоочередными. Они, безусловно, оказывают влияние на развитие ЭЭС и требуют адекватного отражения в методологии обоснования этого развития.

В третьей главе, следуя основным положениям системного подхода в энергетике, рассматривается формирующаяся в России система управления развитием электроэнергетики (СУРЭ), как основа для предлагаемой концепции и совершенствуемой методологии обоснования развития отрасли.

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 ЕЭС России, и составляющие её подсистемы, а также энергокомпании.

СУРЭ включает два иерархических уровня. На верхнем составляются государственные федеральные и региональные стратегии, программы и схемы перспективного развития электроэнергетики в целом и её подотраслей, на нижнем – инвестиционные программы и проекты энергокомпаний. Первые нацелены на формирование системно оптимальных планов развития электроэнергетики и ЭЭС в территориальном и отраслевом разрезах, вторые составляются, исходя из интересов отдельных энергокомпаний. Кроме того, данная иерархическая система включает временную координату, поскольку разные документы разрабатываются для разных временных горизонтов: от нескольких лет до нескольких десятков лет.

Хотя существуют определённые способы согласования решений верхнего и нижнего уровней (договора о предоставлении мощности, долгосрочный рынок мощности, механизм гарантирования инвестиций при согласовании «сверху-вниз» и учёт отдельных, входящих в программы развития энергокомпаний, проек-

тов при составлении документов развития электроэнергетики на верхнем уровне системы управления при согласовании «снизу-вверх»), неочевидно, что сформированные на верхнем уровне СУРЭ системно эффективные варианты решений однозначно транслируются на нижний уровень.

На рисунке 1 схематично представлена обновлённая концепция обоснования развития электроэнергетики в современных условиях, предлагаемая в диссертационной работе. Она охватывает технические, экономические, организационные аспекты, учитывает основные тенденции, протекающие в электроэнергетике России и мира, а также предлагает модельный инструментарий для исследования.

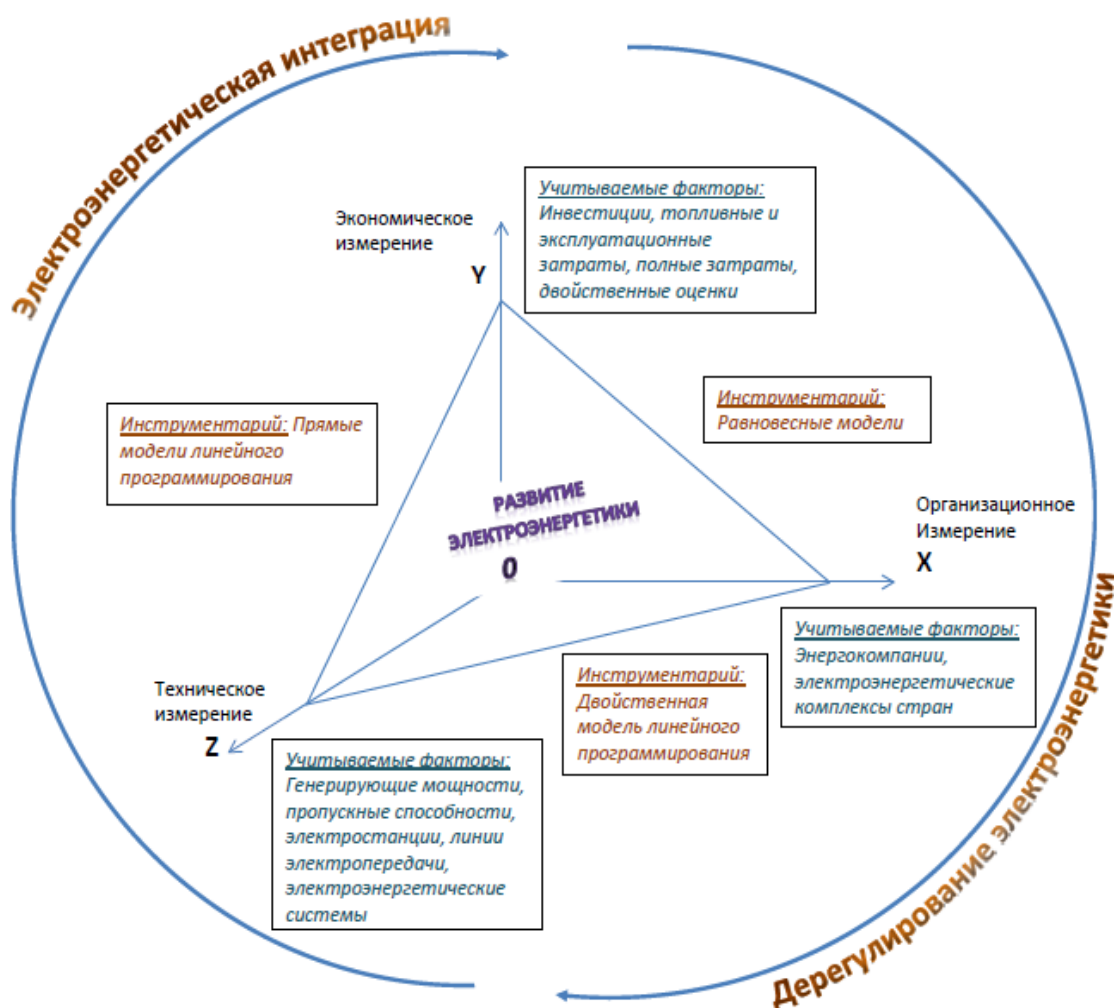


Рисунок 1 – Схематическое представление концепции обоснования развития электроэнергетики России в современных условиях

Традиционно, в процессе обоснования решений по развитию систем электроэнергетики, последние обычно рассматривались как технико-экономические,

представленные генерирующими мощностями и электрическими сетями, имеющими свои технические и экономические параметры. На рисунке 1 такая традиционная концепция представлена плоскостью, образуемой координатными осями Z и Y . В новых постреформенных условиях при обосновании развития систем электроэнергетики появляется новое, организационное, измерение, представленное координатной осью X (см. рисунок 1). Это вызвано тем, что при реструктуризации ЭЭС возникает организационное разделение последних на отдельные энергокомпании, хотя физико-технологическая целостность энергосистем при этом сохраняется. Поэтому в дополнение к традиционным оптимизационным технико-экономическим исследованиям обоснования развития систем электроэнергетики целесообразны исследования и оценка эффективности развития ЭЭС в условиях их разделения на отдельные энергокомпании, существующие в среде несовершенной конкуренции.

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. 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 учитывается их разделение на национальные ЭЭС.

Согласно сформулированной обновлённой концепции, требуются как традиционные математические модели, для проведения технико-экономических исследований, так и новые, равновесные, которые позволяют исследовать электроэнергетику, с учётом её оргструктуры. Данные модели будут рассмотрены ниже.

На основе представленной концепции, предложен состав новых методических задач, отображающих учет тенденций интеграции и дерегулирования в рам-

ках этапов методологии обоснования ИСЭМ СО РАН. Эти дополнительные задачи весьма различны и присутствуют на всех этапах общеметодической схемы обоснования.

Задачи *первого этапа* нацелены на выполнение анализа закономерностей и тенденций интеграции и дерегулирования электроэнергетики. Они дополняют (но не заменяют) имеющиеся на данном этапе задачи методологии ИСЭМ СО РАН в части учета новых условий. Анализ интеграции и дерегулирования в разных регионах мира, включая Евразию, в которой территориально находится ЕЭС России, позволяет выявить глобальные и региональные закономерности 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.

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, нагрузка потребителей, электрические сети (в том числе межгосударственные), их технико-экономические показатели, а также структурная организация электроэнергетики (с выделением генерирующих компаний). Указанные факторы необходимы при обосновании развития электроэнергетики: они послужат в качестве исходных данных для формирования сценариев развития на третьем этапе и проведения исследовательских расчетов на заключительном этапе.

На *этапе 3* решаются задачи формирования и системного обоснования сценариев развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний России, включая задачу формирования сценариев развития внешних электрических связей ЕЭС России и её участия в межгосударственной электроэнергетической интеграции и задачу развития российской электроэнергетики с учётом её организационного разделения на отдельные энергокомпании. Следует отметить, что в первой задаче

этапа также учитывается организационное разделение электроэнергетики, но на более высоком уровне национальных электроэнергетических комплексов.

В первой задаче сценарии формируются не только для развития ЕЭС России, но и для ЭЭС смежных стран, интеграцию (либо усиление интеграции) с которыми предполагается исследовать. Это объясняется тем, что, параметры МГЭС могут быть эффективно определены при совместной оптимизации развития электрически связанных национальных ЭЭС (т.е. в рамках формирующегося МГЭО). При этом выделяются два принципиально различных сценария: сценарий отсутствия МГЭС (базовый) и сценарий развития МГЭС и формирования МГЭО. Второй сценарий может быть не один. Возможно несколько таких сценариев для различных направлений развития МГЭС и МГЭО, а также вследствие неопределенности будущих условия и факторов этого развития. Базовый сценарий служит некой «точкой отсчёта», с которой сравниваются другие сценарии (в которых предполагается развитие МГЭС) и определяется их эффективность.

Для задачи обоснования развития российской электроэнергетики с учетом её организационного разделения и интересов отдельных энергокомпаний также формируются два различных типа сценариев. В качестве базового выступает идеализированный сценарий с рассмотрением совершенной конкуренции, когда деятельность каждой энергокомпании фактически направлена на достижение глобального оптимума по ЭЭС. Другой тип сценариев предполагает рассмотрение несовершенной конкуренции. Их эффективность (или неэффективность) определяется в сравнении с базовым сценарием. Разнообразие сценариев определяется различными формами организации электроэнергетики и неопределенностью будущих условий её развития и 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 элек-

троэнергетики с учётом её организационного разделения и интересов участвующих субъектов в условиях дерегулирования. Для решения задач разработаны специальные методические положения. Они представляют собой систему последовательно применяемых взаимоувязанных постановок задач обоснования развития энергосистем и энергокомпаний в современных условиях, дополняющих уже сформированную ранее в рамках методологии ИСЭМ СО РАН.

Первая постановка предназначена для обоснования развития внешних электрических связей России в условиях многосторонней электроэнергетической интеграции, когда Россия (наряду с другими странами) рассматривается в рамках МГЭО. Для решения задачи в этой постановке выполняется максимизация эффективности формирования МГЭО в целом с последующим разделением интегрального системного эффекта между участвующими странами, учитывая, таким образом, разделение МГЭО на национальные ЭЭС. Для разделения эффектов используется разработанная методика с применением двойственных оценок.

Во второй постановке, уточняющей и дополняющей предыдущую, максимизируется эффективность вхождении в проект МГЭС/МГЭО непосредственно для каждой страны. Для этого используется разработанная методика, когда страна, как участник потенциального МГЭС/МГЭО, характеризуется специально рассчитанными функциями экспортного предложения электроэнергии и спроса на импортируемую электроэнергию. Пересечение этих функций даёт взаимосогласованные параметры (пропускные способности МГЭС, обмены электроэнергией) двусторонней электроэнергетической интеграции.

Еще одна постановка задачи обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС предполагает их более глубокое организационное разделение на отдельные энергокомпании с максимизацией функции эффективности каждой из них. При этом рассматриваются различные электроэнергетические оргструктуры и учитывается несовершенная конкуренция.

В четвёртой главе для решения сформированных задач предлагается информационно-вычислительная система, включая семейство математических мо-

делей и информационную базу, представленных на рисунке 2. В эту систему входят оптимизационные (прямые и двойственные) и равновесные модели, что позволяет комплексно исследовать электроэнергетику с учётом физико-технологических, технико-экономических и организационных факторов и с рассмотрением субъектов электроэнергетики, дополняя исследования, проводимые в рамках методологии обоснования развития электроэнергетики ИСЭМ СО РАН.

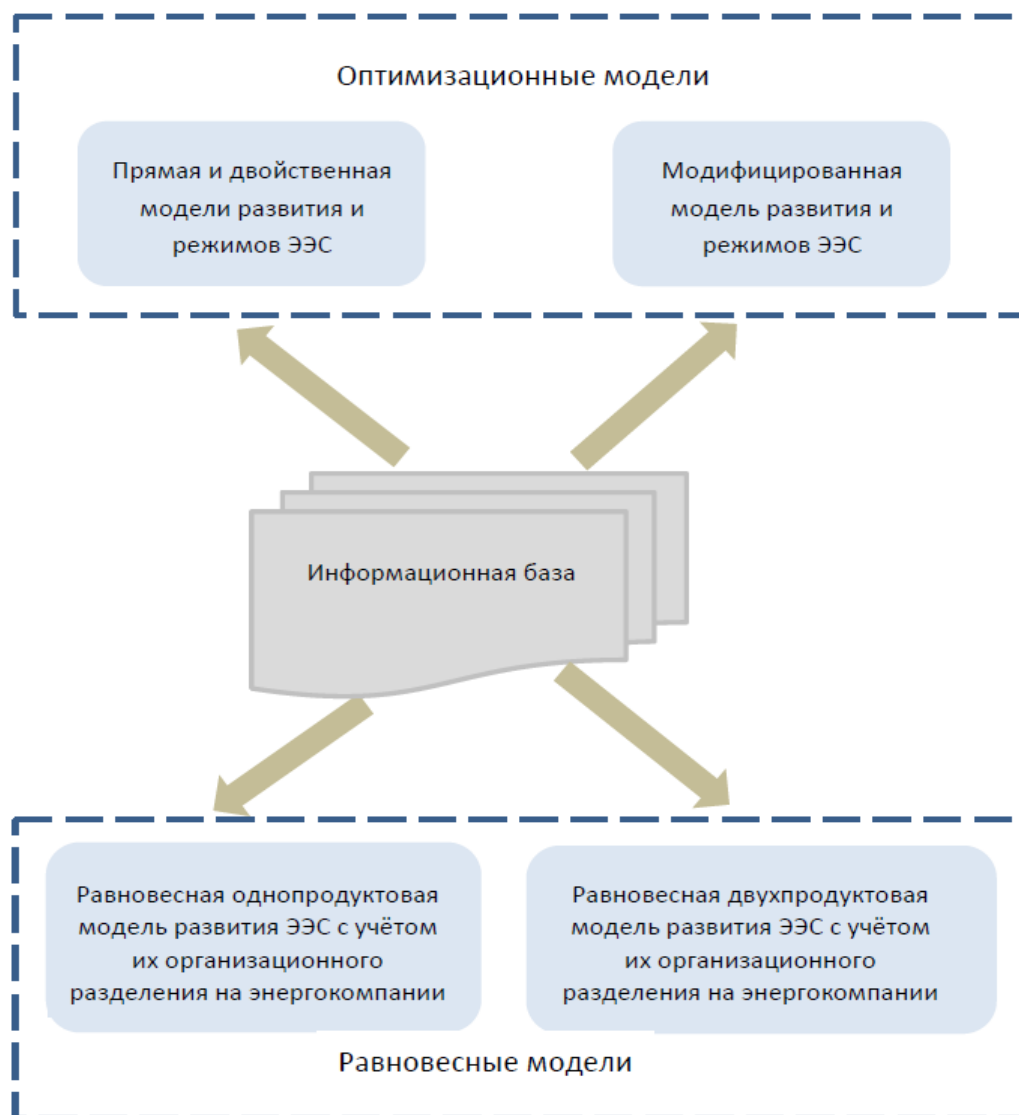


Рисунок 2 – Информационно-вычислительная система для обоснования развития электроэнергетики в современных условиях

Ниже представлены прямая и двойственная модели развития и режимов работы электроэнергетических систем ОРИРЭС. Прямая модель является базовой для всего семейства моделей, указанных на рисунке 2, поскольку её технологиче-

ская структура в виде балансовых, режимных и других ограничений является основой для их построения. Описание двойственной модели ограничивается представлением двойственных оценок (множителей Лагранжа), формирующихся по ограничениям прямой модели и являющихся решениями двойственной модели ОРИРЭС.

Прямая математическая модель ОРИРЭС разработана на основе линейного программирования и имеет большую размерность. Она позволяет рассчитать оптимальные установленные мощности X_{ij} для всех рассматриваемых типов электростанций i ($i \in I$) (гидравлических – ГЭС, гидроаккумулирующих – ГАЭС, конденсационных – КЭС и когенерационных – ТЭЦ на разных видах топлива (газ, нефть, уголь), атомных – АЭС, и др.; каких-либо конкретных источников электроэнергии, например, экспортных электростанций) в каждом из узлов j ($j \in J$), оптимальные значения пропускных способностей электрических связей/МГЭС $X_{jj'}$ между узлами j и j' в расчетном году, а также оптимальные рабочие мощности электростанций типа i в узле j в сезон года s в час t в рабочие (X_{ijts}) и в выходные дни (y_{ijts}), насосные (зарядные) мощности ГАЭС j -го узла в интервале t сезона s в рабочие (X_{ijts}^{zap}) и в выходные дни (y_{ijts}^{zap}); перетоки мощности по линиям/МГЭС в выходные сутки в часовом интервале t сезона s из узла j в узел j' ($X_{jj'ts}^h$) и в обратном направлении ($X_{j'jts}^h$); перетоки мощности по линиям/МГЭС в рабочие сутки в часовом интервале t сезона s из узла j в узел j' ($X_{jj'ts}^w$) и в обратном направлении ($X_{j'jts}^w$). 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 (фактически суток) каждого узла/ЭЭС j для каждого сезона года s ($s \in S$), $S = 4$ – количество сезонов.

Целевая функция модели ОРИРЭС представляет собой функцию суммарных, приведенных к годовой размерности, затрат (в целом по энергообъединению,

либо по отдельным ЭЭС), а оптимальное решение определяется минимумом этих затрат:

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w c_{ij} x_{ijts} + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h c_{ij} y_{ijts} + \\ & + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} k_{ij} (r + b_{ij}) X_{ij} + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \geq 2 \\ j' > j}} k_{jj'} (r + b_{jj'}) X_{jj'} \rightarrow \min \end{aligned} \quad (1)$$

где τ_s^w – заданное число рабочих суток в сезоне S ; τ_s^h – заданное число выходных суток в сезоне S ; c_{ij} – удельные топливные издержки электростанций типа i в узле j ; k_{ij} – удельные капиталовложения в электростанции типа i в узле j ; $k_{jj'}$ – удельные капиталовложения в линии электропередачи/МГЭС между узлами j и j' ; r – ставка дисконтирования; b_{ij} – условно-постоянные эксплуатационные затраты электростанций типа i в узле j ; $b_{jj'}$ – условно-постоянные эксплуатационные затраты линий между узлами j и j' .

Первые два слагаемых целевой функции характеризуют суммарные годовые топливные затраты по энергообъединению. Третье слагаемое включает инвестиционные и постоянные эксплуатационные издержки в генерирующие мощности. Четвертое представляет собой постоянные эксплуатационные затраты в линии, включая МГЭС, а также инвестиционные затраты в них.

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 имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in I} X_{ij} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{jj'ts}^w + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{j'jts}^w \cdot (1 - \pi_{j'j}) \geq P_{jts}^w + R_{jts} \mid \Psi_{jts}, \\ & j \in J, \quad t \in T^{\max}, \quad s \in S^{\max}, \end{aligned} \quad (2)$$

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 потре-

лей 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; π_{jj} – коэффициент потерь мощности в линии/МГЭС между узлами j и j' ; ψ_{jts} – двойственная оценка, характеризующая стоимость резервной мощности в узле j в сезоны s и часы t .

Уравнения часовых балансов рабочих мощностей в суточных графиках нагрузки представлены следующими соотношениями:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in I} x_{ijts} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{jj'ts}^w + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{j'jts}^w \cdot (1 - \pi_{jj'}) = P_{jts}^w + x_{ijts}^{zap} \mid \theta_{jts}^w \\ \sum_{i \in I} y_{ijts} - \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{jj'ts}^h + \sum_{\substack{j \in J \\ j' \geq 2 \\ j' \neq j}} x_{j'jts}^h \cdot (1 - \pi_{jj'}) = P_{jts}^h + y_{ijts}^{zap} \mid \theta_{jts}^h \end{array} \right. \quad (3)$$

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

где 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.

Выражения (1)-(3) дополняются известными ограничениями на развитие установленных генерирующих мощностей и пропускных способностей линий/МГЭС, на диапазоны изменения рабочих мощностей электростанций и потоков мощности по линиям/МГЭС. Кроме того, задаются ограничения по балансам энергии заряда и разряда и на суммарную суточную выработку ГАЭС, на суммарную выработку ГЭС для каждого сезона года, либо для года в целом в зависимости от объема водохранилища.

Двойственные оценки, сформированные по всем ограничениям прямой модели ОРИРЭС (являясь переменными двойственной модели ОРИРЭС), формируют интегральную двойственную оценку, представляющую собой индикатор узловой цены электроэнергии:

$$p_{jts} = \psi_{jts} + \theta_{jts}^w \cup \theta_{jts}^h + \xi_{jts} + g_{jts} + \gamma_{js}^{\Gamma A \ominus C} + \gamma_{js}^{\Gamma \ominus C}, j \in J, t \in T, s \in S. \quad (4)$$

Двойственные оценки, полученные на модели развития, являются долгосрочными, включающими инвестиционные составляющие на развитие генерации (ξ_{jts}) и линий/МГЭС (g_{jts}). Величины $\gamma_{js}^{\Gamma A \ominus C}$ и $\gamma_{js}^{\Gamma \ominus C}$ из (4) характеризуют ценность гидроэнергетических ресурсов для ГАЭС и ГЭС соответственно. Остальные составляющие выражения (4) пояснялись ранее.

Модифицированная модель ОРИРЭС 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 ЭЭС (в МГЭО) и получения (из МГЭО) в ЭЭС для принятого расчётного года.

Целевые функции для всех участников однотипны и описываются выражением (5). 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 три слагаемых функции аналогичны слагаемым функции базовой модели (1). Четвёртое слагаемое – затраты в развитие внутренних системообразующих сетей σ -го участника МГЭО. Пятое слагаемое похоже на предыдущее по своей структуре и представляет собой затраты в МГЭС, приходящиеся на σ -го участника.

$$\begin{aligned} \Lambda_{\sigma} = & \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w c_{\sigma ij} x_{\sigma i j t s} + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h c_{\sigma ij} y_{\sigma i j t s} + \\ & + \sum_{j \in J} \sum_{i \in I} k_{\sigma ij} (r + b_{\sigma ij}) X_{\sigma ij} + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{j' \in J \\ j' \neq j}} k_{\sigma j j'} (r + b_{\sigma j j'}) X_{\sigma j j'} + \\ & + \varphi_{\sigma} \sum_{\sigma \in \Sigma} \sum_{j \in J} \sum_{\substack{\sigma' \in \Sigma \\ \sigma' \neq \sigma}} \sum_{j' \in J} k_{\sigma j \sigma' j'} (r + b_{\sigma j \sigma' j'}) X_{\sigma j \sigma' j'} - \sum_{j \in J} \sum_{\substack{\sigma' \in \Sigma \\ \sigma' \neq \sigma}} \sum_{j' \in J} p_{\sigma j \sigma' j'} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\tau_s^w x_{\sigma j \sigma' j' t s}^w + \tau_s^h x_{\sigma j \sigma' j' t s}^h) + \\ & + \sum_{j \in J} \sum_{\substack{s' \in S \\ s' \neq s}} \sum_{j' \in J} p_{\sigma' j' \sigma j}^u \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} (\tau_s^w x_{\sigma' j' \sigma j t s}^w + \tau_s^h x_{\sigma' j' \sigma j t s}^h) \rightarrow \min, \quad \sum_{\sigma \in \Sigma} \varphi_{\sigma} = 1, \quad \varphi_{\sigma} > 0, \quad \sigma \in \Sigma, \end{aligned} \quad (5)$$

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 (измеря-

емая в относительных единицах), которую несет страна σ (определяется экзогенно, вне рамок модели,); $p_{\sigma j \sigma' j'}^3$ и $p_{\sigma' j' \sigma j}^u$ – цены на экспортируемую и импортируемую электроэнергию, соответственно, страной σ узлом j (являются переменными модели).

Последние два слагаемых целевой функции (5) 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.

Целевые функции (5) 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 ГЭС и ГАЭС для всего объединения, представленных при описании базовой модели ОРИРЭС.

В однопродуктовой равновесной модели развития генерирующих мощностей учитывается торговля одним товаром – электроэнергией. В модели рассматривается концентрированная ЭЭС без электросетевой инфраструктуры. Это обусловлено теоретической неразрешённостью (на данный момент) вопроса учёта сетей при определении равновесных состояний. В то же время, можно предполагать, что на перспективу электрические сети могут быть развиты в таком объеме, когда они не создают существенных ограничений на передачу электроэнергии.

Каждая генерирующая компания $l \in L$ в процессе своего развития и функционирования maximизирует получаемую прибыль, которая является целевой функцией компании l :

$$\sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w (p - c_{li}) x_{list} + \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h (p - c_{li}) y_{list} - f \sum_{i \in I} k_{li} (z_{li} - z_{li}^0) - \sum_{i \in I} k_{li} b_{li} z_{li} \rightarrow \max, \quad (6)$$

$$l \in L,$$

где p – оптимизируемая переменная среднегодовой равновесной цены за единицу электроэнергии; f – коэффициента возврата капитала (КВК); остальные параметры пояснялись ранее, появился только индекс (l), обозначающий ГенКо.

Первые два слагаемых в сумме представляют собой разницу дохода, получаемого ГенКо, и топливных затрат за год. Третье – это затраты на ввод новых генерирующих мощностей, приведенные к годовой размерности с использованием КВК, а четвертое – годовые постоянные затраты на эксплуатацию генерирующих мощностей.

В данной модели задаются ограничения на развитие установленных генерирующих мощностей и режимы их использования. Однако они задаются не в целом по ЭЭС (как в базовой модели ОРИРЭС), а для каждой энергокомпании $l \in L$. Дополнительные режимные ограничения задаются на выработку электростанций в ночные часы (за исключением АЭС) и на сезонную выработку, а также на суммарную годовую выработку тепловых электростанций (ТЭС) и АЭС. Они требуются в силу специфики модели для учёта неравномерности электропотребления.

Следует отметить, что резервы мощностей учитываются в модели частично путем задания коэффициентов готовности. Более полный их учет в однопродуктовой модели не представляется возможным. Для этого требуется дополнительно ввести в рассмотрение торговлю мощностью, что и осуществляется в двухпродуктовой модели, представленной далее.

В равновесной модели (в отличие от представленных выше оптимизационных моделей) учитывается реакция потребителей электроэнергии на уровни цен путём изменения объемов потребления. Функция спроса на электроэнергию для рассматриваемой модели представлена следующим выражением:

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

где v , $0 \leq v \leq \bar{v}$ – переменный годовой максимум нагрузки, учитывающий реакцию потребителей на цену электроэнергии; $\bar{v} = \max_{s \in S, t \in T} \{w_{st}\}$ – верхнее ограничение на годовой максимум электрической нагрузки s ; $\delta_{st}^w = \frac{w_{st}}{\bar{v}}$, $\delta_{st}^h = \frac{h_{st}}{\bar{v}}$, $s \in S, t \in T$ – часовые нагрузки потребителей рабочего w_{st} и выходного h_{st} дней, выраженные в

относительных единицах от величины $\bar{v}$; p – равновесная цена на электроэнергию; d и q – коэффициенты функции спроса.

Баланс рабочих мощностей запишется следующим образом:

$$\sum_{l \in L} \sum_{i \in I} x_{list}^*(p) = \delta_{st}^w v, \quad s \in S, t \in T, \quad \sum_{l \in L} \sum_{i \in I} y_{list}^*(p) = \delta_{st}^h v, \quad s \in S, t \in T. \quad (8)$$

Таким образом, модель состоит из системы задач линейного программирования (6), ограничений на развитие и режимы работы электростанций, балансовых уравнений (8) и условия равновесия (7). Решаемая задача представляет собой обратную задачу линейного программирования: найти значение $p^* \geq 0$ такое, что при $p = p^*$ оптимальные решения удовлетворяют соотношению (8). Для нахождения равновесия используется методика Курно.

В двухпродуктовой равновесной модели развития генерирующих мощностей учитывается торговля электроэнергией и мощностью, в связи с чем в модели дополнительно появляется переменная цены мощности p^c . При это переменная цены электроэнергии получает обозначение p^e . В результате целевая функция модели запишется как:

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w (p^e - c_{li}) x_{list} + \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h (p^e - c_{li}) y_{list} + \\ & + \sum_{i \in I} (p^c - k_{li} b_{li}) z_{li} - f \sum_{i \in I} k_{li} (z_{li} - z_{li}^0) \rightarrow \max, \quad l \in L. \end{aligned} \quad (9)$$

В двухпродуктовой модели имеются две функции спроса: на электроэнергию и мощность. Они имеют следующий вид:

$$v \left[\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^w \delta_{st}^w + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau_s^h \delta_{st}^h \right] = d - qp^e, \quad (10)$$

$$1,2v = m - np^c. \quad (11)$$

В выражении (11) левая часть равенства представляет собой спрос мощности, определяемый по равновесному годовому максимуму нагрузки V с учётом норматива резервирования (который принимается равным 20%).

В результате, совместное поведение ГенКо и потребителей в условиях торговли электроэнергией и мощностью в долгосрочной перспективе моделируется

системой уравнений, состоящей из задач линейного программирования (9), балансовых уравнений (8) и условий равновесия (10), (11), дополненных режимными ограничениями на выработку разных типов электростанций, о которых упоминалось при описании однопродуктовой модели. Кроме того, в модели заданы ограничения на то, что переменные издержки окупаются за счет продажи электроэнергии, а постоянные эксплуатационные и инвестиционные издержки – за счёт продажи мощности. Для нахождения равновесия, также как и в однопродуктовой модели, используется методика Курно.

Пятая глава посвящена использованию предлагаемого в диссертации модельно-методического инструментария для решения актуальной прикладной задачи 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 ЭЭС, а также интересов России и других потенциальных участников МГЭО.

Расчётная схема для исследования перспектив формирования МГЭО в СВА приведена на рисунке 3. Предполагалось, что электрические связи между странами реализуются с использованием технологии постоянного тока. Расчетный период принимался до 2035 г. включительно.

Для исследования были разработаны следующие сценарии формирования МГЭО. *Базовый сценарий* (№ 1), который, как уже отмечалось, предполагает изолированную работу национальных энергосистем, выступая «точкой отсчета» для определения сравнительной эффективности остальных сценариев. *Интеграционный сценарий* (№ 2), предполагающий совместную оптимизацию развития и функционирования национальных ЭЭС в рамках всего МГЭО в регионе СВА для расчетного года. *Сценарий* (№ 3) *ограниченной интеграции* аналогичен сценарию 2, но в нём учитываются ограничения на обмены перетоками между странами, исходя из технических возможностей реализации таких обменов, а также обеспече-

ния энергобезопасности стран. *Сценарий (№ 4) «Россия–»*, в котором Россия исключается из МГЭО СВА, и рассматриваются МГЭО без России и работающие отдельно от него ОЭС Сибири и Востока, а также РЭС Сахалина. *Экологический сценарий (№ 5)*, в котором учитывается плата за эмиссию CO₂ ТЭС на органическом топливе в Китае, которые выбрасывают значительные объемы вредных веществ в атмосферу.

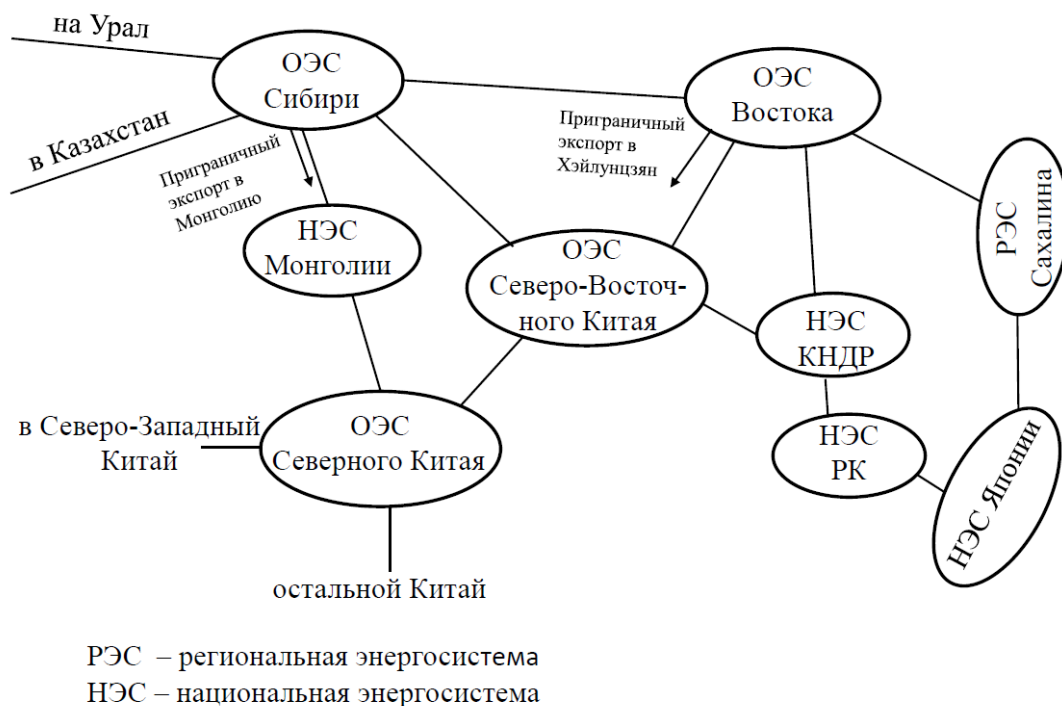


Рисунок 3 – Расчетная схема МГЭО в СВА

На рисунке 4 представлены полученные в результате расчётов основные энергоэкономические системные эффекты сценариев. Как видно из диаграммы, все сценарии формирования МГЭО СВА дают положительные энергоэкономические эффекты. Т.е. создание данного энергообъединения является эффективным в широком диапазоне рассматриваемых условий. Наиболее эффективным является сценарий 3 (если не учитывать гипотетический сценарий 2, в котором отсутствуют ограничения на передачу электроэнергии между странами).

Как показали выполненные исследования, для России эффективны различные способы электроэнергетической интеграции со смежными странами. Так, в японском направлении эффективен экспорт электроэнергии, обеспечиваемый с

Российского Дальнего Востока (РДВ). Он составляет 29-38 ТВт·ч/год в зависимости от сценария. При этом порядка 10-15 ТВт·ч/год поставляется из материковой части РДВ, а остальной объём электроэнергии обеспечивается экспортными электростанциями Сахалина. Далее общий экспортный переток мощностью порядка 5 ГВт транспортируется на Хоккайдо. В китайском направлении (в том числе через Монголию) для России целесообразно осуществление взаимных обменов электроэнергией, обусловленных, в основном реализацией системных эффектов объединения национальных ЭЭС, включая предоставление системных услуг Китаю по выравниванию неравномерной энергоотдачи его возобновляемых источников электроэнергии (солнечных и ветровых) за счёт сибирских ГЭС. С Корейской Народно-Демократической Республикой (КНДР) и через неё с Республикой Корея (РК) для России эффективно осуществление взаимных обменов электроэнергией, обусловленных, в том числе, реализацией системных эффектов.

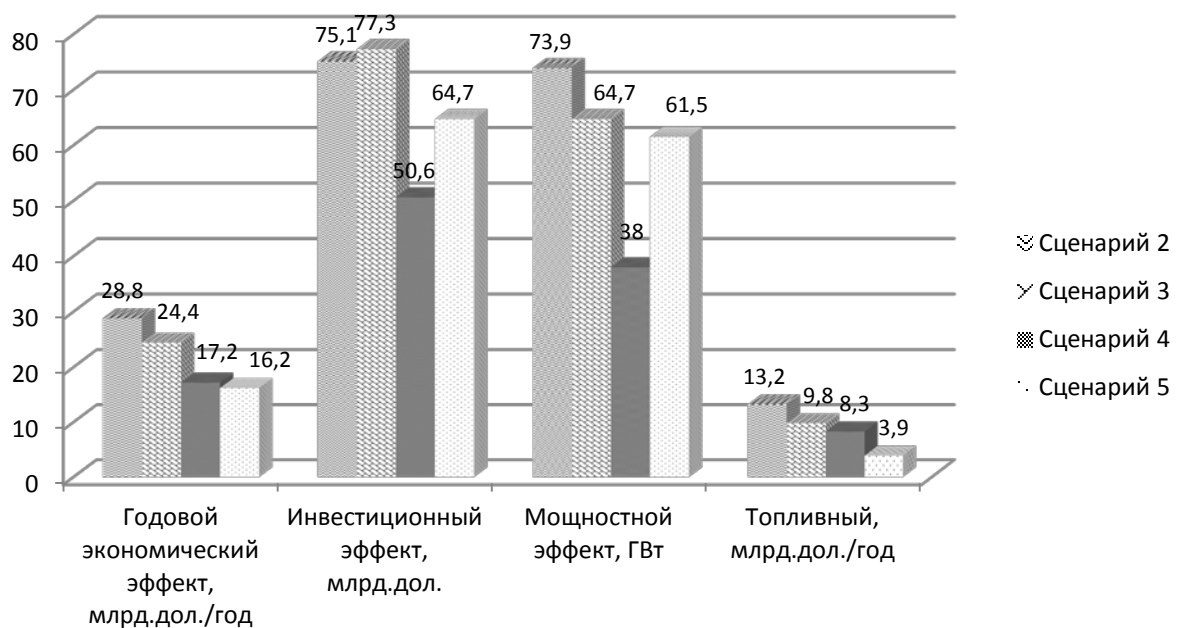


Рисунок 4 – Системная эффективность сценариев, 2035 г.

В таблице 2 представлены оптимальные пропускные способности МГЭС между регионами и странами СВА, включая Россию. В этой таблице представлены 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 «трёхстрановую» МГЭС Россия-Монголия-Китай, а секции Россия-КНДР и КНДР-РК формируют «трёхстрановую» МГЭС Россия-КНДР-РК.

Таблица 2 – Пропускные способности МГЭС, 2035 г., ГВт

Страны	Сценарии			
	2	3	4	5
Россия – Монголия	7,5	8,9	–	8
Россия (Сибирь) – Китай (Северо-Восток)	9,2	4,1	–	5,9
Россия (РДВ) – Китай (Северо-Восток)	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

Как видно из таблицы, формирование МГЭО в СВА требует довольно интенсивного развития МГЭС. При этом суммарная пропускная способность внешних электрических связей России в сценарии 3 составляет 30 ГВт. Объемы и доля пропускных способностей российских внешних электрических связей в суммарном объеме пропускных способностей МГЭС СВА весьма значительны, что говорит об эффективности электроэнергетической интеграция России и смежных стран региона с системной точки зрения. Поэтому разрыв внешних электрических связей ЕЭС России (сценарий 4) приводит к существенным потерям для МГЭО.

Оценка эффективности потенциального МГЭО с учётом его разделения на национальные ЭЭС выполняется для сценария 3, который можно рассматривать как представительный и учитывающий существенные факторы и условия формирования МГЭО.

В таблице 3 приведены эффекты участия в МГЭО СВА для каждой страны, представляющие собой сумму мощностного, топливного эффектов и эффекта от торговли электроэнергией, за вычетом затрат в МГЭС, отнесенных на соответ-

ствующую страну. Распределение затрат в МГЭС между странами выполнялось в соответствии с вложениями, требующимися на территории стран, по которым проходят линии. Как видно, сумма эффектов по странам равна системному эффекту от формирования МГЭО СВА в сценарии 3 (см. рисунок 4).

Таблица 3 – Разделение системных 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

Наибольший эффект от участия в МГЭО получают Китай и Япония, крупнейшие участники этого объединения (в сумме – практически 70% суммарного системного эффекта). Наименьший эффект – у Монголии. Хотя, торговый эффект для России наибольший, затраты на сооружение экспортных электростанций, топливо для них, а также в межгосударственные линии «съедают» весьма значительную часть данного эффекта, и в результате России достается доля от общего системного эффекта формирования МГЭО в размере около 10%. Хотя эта доля относительно невелика, в абсолютном выражении она практически равна чистой годовой прибыли такого гиганта электроэнергетики, как ПАО «Россети».

При исследовании МГЭС с максимизацией эффективности для каждой участвующей страны в качестве объекта исследований рассматривалась потенциальная связь между РДВ и РК. Как показали представленные выше результаты системных исследований формирования 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 системную эффективность данной МГЭС.

В результате расчетов на модификации модели ОРИРЭС были построены функции спроса и предложения РДВ и РК. 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.

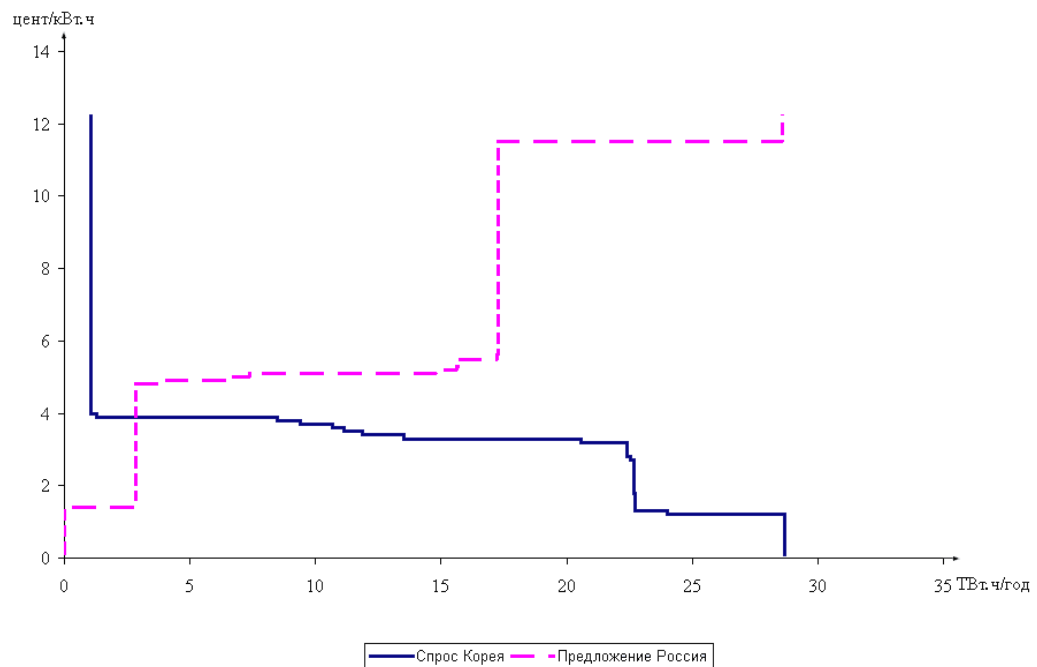


Рисунок 5 – Обмен электроэнергией между РДВ и РК (Россия – поставщик, Корея – получатель)

На рисунке 5 представлена ситуация, когда Россия выступает в качестве экспортёра, а Корея – импортёра. Обратная ситуация здесь не приведена, хотя рассмотрена в диссертации. Полученные для обоих случаев равновесные объёмы обмена электроэнергией между РДВ и РК отражают реализацию эффекта объединения ЭЭС с разносезонными максимумами нагрузки. Участники МГЭО преиму-

щественно поставляют свои сезонные избыточные объемы электроэнергии (РДВ – летом, РК – зимой) невостребованные потребителями этих стран.

Суммарные равновесные объемы перетоков при этом составляют порядка 5 ТВт·ч/год, а требуемая оптимальная пропускная способность МГЭС оценена почти в 1,6 ГВт. Данные расчётные показатели МГЭС РДВ-РК уточняют полученные ранее в ходе системных исследований сценариев развития МГЭО СВА.

В **шестой главе** приводятся результаты решения актуальной прикладной задачи обоснования развития электроэнергетики в условиях её организационного разделения на энергокомпании с использованием разработанного в диссертации модельно-методического аппарата. При этом оценивается несколько решений по развитию, принимаемые отдельными энергокомпаниями в своих интересах, согласуются с решениями, оптимальными с общесистемных позиций. Исследования проводились для ОЭС Центра Европейской секции ЕЭС России, где весьма развиты электрические сети, что даёт определённые основания считать её концентрированной и представить для расчётов на модели одним узлом. Расчётная перспектива принималась до 2030 г.

Исследовались однопродуктовая и двухпродуктовая структуры электроэнергетики, для которых были сформированы две группы расчетных сценариев. Однопродуктовая оргструктура, хотя и не вполне соответствует реальной организации современной российской электроэнергетики, требуется для сопоставления с ней двухпродуктовой структуры.

В первом сценарии первой группы ($C_0 1$) рассматривается ситуация совершенной конкуренции, когда ГенКо, действуя в своих интересах, фактически максимизируют общесистемную эффективность. Во втором сценарии ($C_0 2$) помимо организационного разделения электроэнергетики на энергокомпании и максимизации ими своих функций эффективности, учитывается наличие несовершенной конкуренции, включая развивающуюся в российской электроэнергетике тенденцию горизонтальной интеграции – слияния ГенКо. В третьем сценарии ($C_0 3$) на базе перспективных КЭС образуется новая генерирующая компания. В четвёртом

сценарии ($C_0 4$) долгосрочное развитие государственной компании «Росэнерго-атом» не оптимизируется, а задаётся согласно принятым госстратегиям. Для этого в модели генерирующие мощности данной энергокомпании фиксируются на планируемом для принятого расчётного года уровне.

В первом сценарии второй группы ($C_d 1$) рассматривается ситуация совершенной конкуренции в двухпродуктовой электроэнергетической структуре с торговлей электроэнергией и мощностью, когда все ГенКо фактически стремятся максимизировать общественную эффективность. Во втором сценарии данной группы ($C_d 2$) учитывалось наличие несовершенной конкуренции.

Первоначально исследовалось развитие однопродуктовой организационной структуры электроэнергетики. Как видно из рисунка 6, в условиях организационного разделения, независимой максимизации ГенКо своих целевых функций и несовершенной конкуренции в отсутствие необходимых регулирующих воздействий вводы генерирующих мощностей снижаются (по сравнению с условиями максимизации общесистемной эффективности электроэнергетики). Вводы минимальны в варианте слияния ГенКо ($C_0 2$), составляя только половину от вводов при условии совершенной конкуренции. Это обусловлено тем, что слияние ГенКо создаёт предпосылки для доминирования укрупнённых компаний. Новый участник (сценарий $C_0 3$) максимально развивает свои мощности, что 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 АЭС.

Указанное выше поведение ГенКо приводит к соответствующему занижению предложения электроэнергии в сценариях $C_0 2$, $C_0 3$ и $C_0 4$ по сравнению с базовым сценарием, хотя в сценарии $C_0 4$ предложение электроэнергии выше по сравнению со сценариями $C_0 2$, $C_0 3$ в силу больших вводов на АЭС. В результате

потребители вынуждены снижать в долгосрочной перспективе свое электропотребление, уходя от общесистемного оптимума и неся соответствующие потери. Данные потери образуются в указанных выше сценариях вследствие роста равновесных цен на электроэнергию. Как следует из рисунка 7, 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 участника, что несколько ограничивает негативное влияние других участников на уровень равновесной цены. В сценарии $C_0 4$ рост равновесной цены (относительно базового сценария) минимален в силу наибольших вводов и выработки электроэнергии.

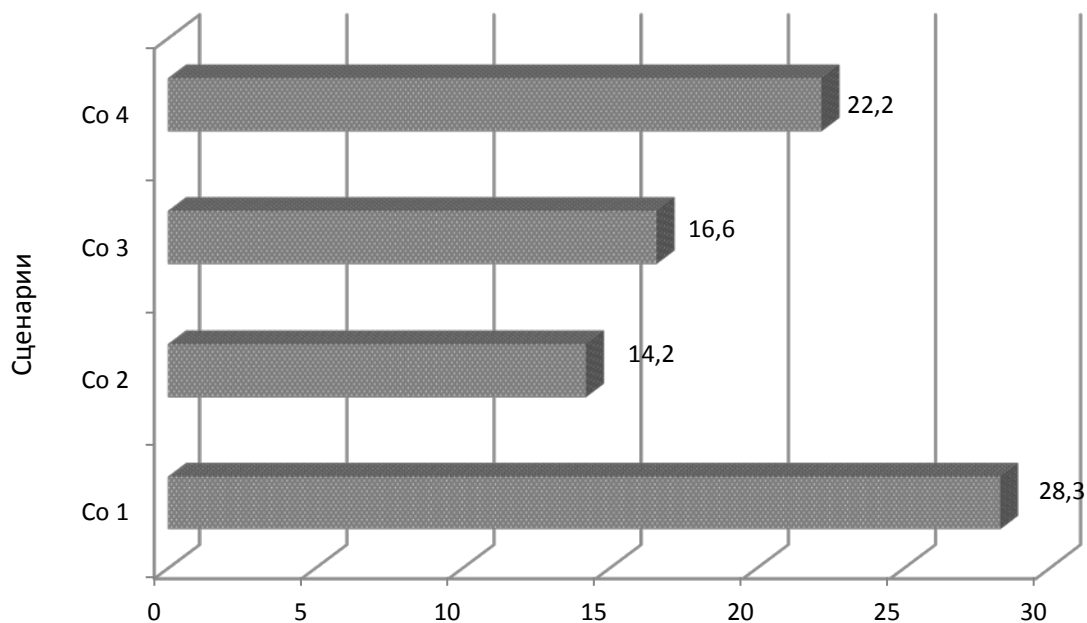
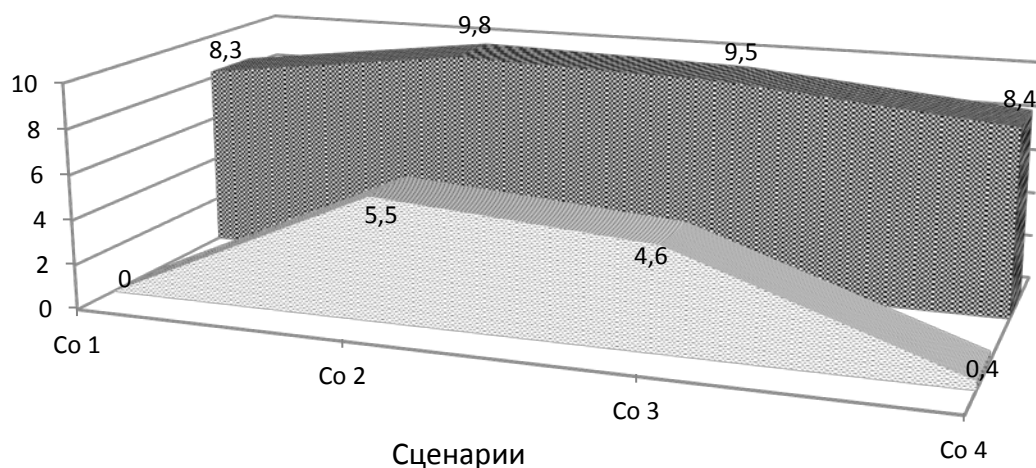


Рисунок 6 – Объемы вводов генерирующих мощностей при однопродуктовой организационной структуре электроэнергетики, ОЭС Центра, 2030 г., ГВт

На рисунке 7 также приведены потери потребителей от завышения равновесных цен. Как можно видеть, эти потери велики, и для ОЭС Центра могут достигать 4,6-5,5 млрд.дол./год на уровне 2030 г.



□ Потери потребителей, млрд.дол./год ■ Равновесная оптовая цена, цент/кВт·ч

Рисунок 7 – Равновесные цены и потери потребителей электроэнергии при однопродуктовой организационной структуре электроэнергетики, ОЭС Центра, 2030 г.

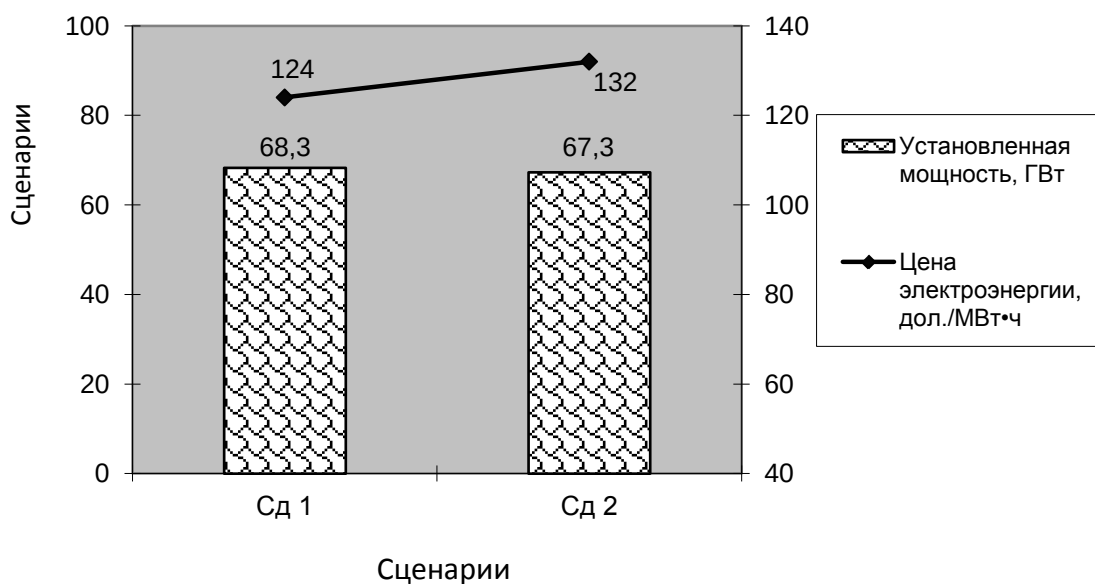


Рисунок 8 – Установленная мощность и агрегированная цена электроэнергии при двухпродуктовой организационной структуре электроэнергетики, ОЭС Центра, 2030 г.

При введении механизма торговли мощностью, наряду с торговлей электроэнергией, существенно возрастают вводы генерирующих мощностей даже в усло-

виях несовершенной конкуренции (см. рисунок 8). 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). В то же время агрегированные равновесные цены для двухпродуктовой организационной структуры оказываются выше, чем для однопродуктовой (см. рисунки 7 и 8).

В условиях несовершенной конкуренции изменяется и структура вводов генерирующих мощностей и выработки электроэнергии, что, как отмечалось выше, отражается в росте равновесных цен. Однако двухпродуктовую организацию электроэнергетики это затрагивает в меньшей степени, чем однопродуктовую.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главными результатами диссертационной работы являются совершенствование системного подхода в энергетике в области обоснования решений по развитию электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, учитывая современные тенденции и решение актуальных прикладных задач в указанной области. Более детально итоги исследований состоят в следующем.

1. Выполнен многосторонний анализ используемой ранее и современной отечественной и зарубежной методологии и применяемых математических моделей обоснования развития электроэнергетики, интеграционных и дерегуляционных тенденций, охвативших различные регионы мира и страны, включая Россию. Структурирована и проанализирована формирующаяся отечественная система управления развитием электроэнергетики.

2. Предложена обновлённая концепция обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний в современных условиях. Она включает в рассмотрение технические, экономические, организационные аспекты, учитывает тенденции интеграции и дерегулирования электроэнергетики, а также предлагает

в качестве основного инструментария для обоснования развития систему оптимизационных и равновесных математических моделей.

3. Усовершенствована методология обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, реализующая указанную выше концепцию, главным образом, за счет организационного разделения электроэнергетики на отдельные субъекты и учета интересов этих субъектов на разных уровнях территориально-технологической иерархии электроэнергетики, включая иерархические уровни ЭЭС 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 и постановки. В частности, первая постановка предназначена для обоснования развития внешних электрических связей России в условиях максимизации эффективности формирования МГЭО по единой целевой функции с последующим разделением эффектов между национальными ЭЭС. Во второй постановке, уточняющей и дополняющей предыдущую, максимизируется эффективность вхождении в проект МГЭС/МГЭО непосредственно для каждой страны. Наконец, третья постановка предполагает более глубокое организационное разделение электроэнергетики на отдельные энергокомпании с максимизацией эффективности развития каждой из них.

4. Разработана система математических моделей, включающая качественно различные, однако, дополняющие друг друга модели, в том числе оптимизационные (прямые и двойственные) и равновесные, а также информационную базу. Разработаны прямая и двойственная модели оптимизации развития и режимов ЭЭС, модифицированная прямая модель развития ЭЭС, в которой учитывается организационное разделение МГЭО на ЭЭС отдельных стран, однопродуктовая (с торговлей одним товаром – электроэнергией) и двухпродуктовая (когда торговля осуществляется электроэнергией и мощностью) равновесные модели развития, которые учитывают организационное разделение ЭЭС на энергокомпании. Совместное применение данных моделей позволяют проводить комплексные иссле-

дования обоснования развития электроэнергетики, ЭЭС и энергокомпаний, учитывая при этом физико-технические, технико-экономические и организационные факторы.

5. 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 направлении. Они показали высокую системную эффективность таких связей и объединения в целом и для каждой участвующей страны. Рассчитанная общая эффективная пропускная способность МГЭС России с другими странами СВА превысила 30 ГВт (включая МГЭС в Японию, Монголию и Китай, на Корейский полуостров). В японском направлении для России эффективен экспорт электроэнергии. С Китаем (в том числе через Монголию) эффективны взаимные обмены электроэнергией для реализации системных эффектов, включая предоставление ему системных услуг по выравниванию неравномерной энергоотдачи возобновляемых источников электроэнергии. С КНДР (и через неё с РК) для России предпочтительны взаимные обмены электроэнергией, обусловленные, реализацией системных эффектов. Доля России в общем системном эффекте формирования МГЭО оценивается в размере около 2 млрд.дол./год.

6. Проведены исследования развития генерирующих мощностей ЕЭС России (в рамках ОЭС Центра) с учётом её организационного разделения на отдельные энергокомпании, независимой максимизации ГенКо своих целевых функций и несовершенной конкуренции при одно- и двухпродуктовой организации электроэнергетики. Исследования показали, что в таких условиях снижаются вводы генерирующих мощностей (на 6-14 ГВт для однопродуктовой организации и только на 1 ГВт – для двухпродуктовой) и поставки электроэнергии (по сравнению с вариантом максимизации общесистемной эффективности электроэнергетики), а также ухудшается их структура и возрастают равновесные цены. Приход новых энергокомпаний, механизмы торговли мощностью и установление требований к ГенКо по развитию генерирующих мощностей, хотя и в различной степе-

ни и с разной эффективностью, приводят в долгосрочной перспективе к росту обеспеченности установленными мощностями и поставок электроэнергии.

7. Сформированные в диссертационной работе концептуально-методическая база и модельно-вычислительный инструментарий дают возможность комплексно исследовать российскую электроэнергетику, учитывая потенциальные и имеющиеся внешние электрические связи ЕЭС России и смежные ЭЭС других стран, организационное разделение электроэнергетики и интересы её субъектов, дополняя тем самым традиционные исследования, проводимые в рамках сложившейся методологии обоснования развития электроэнергетики. Вместе с тем, требуется дальнейшее совершенствование методологии и математических моделей с учётом постоянно изменяющихся и усложняющихся условий и новых тенденций.

СПИСОК РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в журналах из перечня ВАК

1. 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.
2. Беляев, Л.С. Эффективность межгосударственных электрических связей в Северной части Тихоокеанского региона / Л.С. Беляев, Г.Ф. Ковалев, С.В. Подковальников // Известия РАН. Энергетика. – 1997. – № 6. – С. 3-10.
3. Проблемы формирования энергообъединения Восточной Азии / Л.С. Беляев, Н. И. Воропай, С.В. Подковальников [и др.] // Электричество. – 1998. – № 2. – С. 15-21.
4. Подковальников, С.В. Развитие рыночной электроэнергетики: обзор зарубежных подходов / С.В. Подковальников // Известия РАН. Энергетика. – 2000. – № 1. – С. 84-91.
5. Исследование эффективности межгосударственных электрических связей в Северо-Восточной Азии с применением математического моделирования

/ Л.С. Беляев, Л.Н. Волков, С.В. Подковальников [и др.] // Известия РАН. Энергетика. – 2000. – № 5. – С. 55-65.

6. 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.

7. 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.

8. Долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира и России / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, Л.А. Кощеев, С.В. Подковальников [и др.] // Известия РАН. Энергетика. – 2004. – № 1. – С. 3-13.

9. 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.

10. 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.

11. Электроэнергетическая кооперация России и Беларуси / Е.Д. Волкова, Л.П. Падалко, С.В. Подковальников [и др.] // Электрические станции. – 2011. – № 5. – С. 2-8.

12. Подковальников, С.В. Зарубежные электроэнергетические рынки: олигополии и рыночная власть / С.В. Подковальников // Электрические станции. – 2012. – № 9. – С. 2-13.

13. 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.

14. 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.
15. 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.
16. Электроэнергетическая интеграция России в Евразийское пространство: условия и роль гидроэнергетических ресурсов / Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, О.В. Марченко, С.В. Подковальников [и др.] // Энергетическая политика. – 2016. – № 1. – С. 26-36.
17. Основные положения Программы развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года / Б.Б. Богуш, Р.М. Хазиахметов, В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, Е.Н. Беллендир, Е.И. Ваксова, В.И. Чемоданов, С.В. Подковальников // Энергетическая политика. – 2016. – № 1. – С. 3-19.
18. Роль гидроэнергетических ресурсов России в перспективном развитии инфраструктурной сети и энергетических рынков Евразии / Е.И. Ваксова, С.В. Подковальников [и др.] // Энергетическая политика. – 2016. – № 6. – С. 107-114.
19. 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.
20. 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.

Зарубежные публикации (Web of Science, Scopus)

1. 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
2. Ways of Creating International Connections in East Asia and Environmental Implications / L.S. Belyaev, N. I. Voropai, S.V. Podkovalnikov [et al] // IEEE Power Engineering Review. – 1998. – Vol. 18, № 8. – P. 7-10
3. 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.
4. 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.
5. A Mathematical Model for the Effectiveness Assessment of Interstate Electric Ties in North-East Asia / L.S. Belyaev, L.U. Chudinova, S.V. Podkovalnikov [et al] // International Conference on Power System Technology (POWERCON). Volume 1: proceedings / International Conference, August 18-21, 1998, Beijing, China. – Beijing, 1998. – P. 730-734.
6. 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.
7. 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.
8. Studies of Interstate Electric Ties in Northeast Asia / L.S. Belyaev, O.V. Khamisov, G.F. Kovalev, S.V. Podkovalnikov [et al] // International Journal of Global Energy Issues. – 2002. – Vol.17, № 2. – P. 228-249.

9. Voropai, N.I. Present State and Liberalization Process of Russian Electricity Industry / N.I. Voropai, S.I. Palamarchuk, S.V. Podkovalnikov // International Conference on Power System Management and Control. Issue 488: proceedings / International Conference, 5th, April 17-19, 2002, London, UK. – London, 2002. – P. 31-34.
10. 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. Podkovalnikov // International Journal of Global Energy Issues. – 2003. – Vol.20, № 4. – P. 407-415.
11. The High Voltage Direct Current Bus "Siberia-Russian Far East" / L.S. Belyaev, L.Yu. Chudinova, L.A. Koshcheev, S.V. Podkovalnikov [et al] // IEEE PES General Meeting. Volume 4: proceedings / International Conference, July 13-17, 2003, Toronto, Canada. – Toronto, 2003. – P. 2186-2190.
12. Investment and Development Problems of Russia's Power Industry / L.S. Belyaev, N.I. Voropai, S.V. Podkovalnikov [et al] // IEEE Power Engineering Society General Meeting. Volume 2: proceedings / International Conference, June 6-10, 2004, Denver, USA. – Denver, 2004. – P. 1329-1332.
13. Prospects of Electricity Infrastructure in East Asia / L.S. Belyaev, N.I. Voropai, L.Yu. Chudinova, S.V. Podkovalnikov [et al] // IEEE PES General Meeting. Volume 2: proceedings / International Conference, 12-16 June 2005, San Francisco, USA. – San Francisco, 2005. – P. 1536-1538.
14. Outlook for Power Exchange Between Russia, DPRK and ROK / J.Y. Yoon, D.W. Park, H.Y. Kim, S. Jeong, S.V. Podkovalnikov // IEEE PES General Meeting. Volume 3: proceedings / International Conference, 12-16 June 2005, San Francisco, USA. – San Francisco, 2005. – P. 2890-2894.
15. Khamisov, O. V. Modeling of Potential Interstate Electricity Markets in Northeast Asia / O.V. Khamisov, P.V. Kostenko, S.V. Podkovalnikov // IEEE PES Russia PowerTech: proceedings / International Conference, June 27-30, 2005, St.-Petersburg, Russia. – St.-Petersburg, 2005.
16. 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.

17. 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.

Монографии

1. Беляев, Л.С. Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников. – Новосибирск: Наука, 2004. – 220 с.

2. Эффективность межгосударственных электрических связей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова. – Новосибирск: Наука, 2008. – 239 с.

3. Воропай, Н.И. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов [и др.]; отв.ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.

Отпечатано в ИСЭМ СО РАН
664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130
Заказ № 8, тираж 140 экз.