

На правах рукописи



Драчев Павел Сергеевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОБОСНОВАНИЯ
ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

Специальность 05.14.02

Электрические станции и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Иркутск – 2017

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

Научный
руководитель: доктор технических наук
Труфанов Виктор Васильевич

Официальные
оппоненты: **Самородов Герман Иванович**
доктор технических наук, профессор, филиал
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» Сибирский научно-
исследовательский институт энергетики (СибНИИЭ), от-
дел новых технологий, научный руководитель отдела

Суслов Константин Витальевич
кандидат технических наук, доцент,
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования «Иркутский националь-
ный исследовательский технический университет», кафед-
ра электроснабжения и электротехники, профессор

Ведущая
организация: **Федеральное государственное бюджетное образова-
тельное учреждение высшего образования «Иркутский
государственный университет путей сообщения»,
г. Иркутск**

Защита состоится 23 мая 2017 г. в 13-30 часов на заседании диссертацион-
ного совета Д 003.017.01 при Федеральном государственном бюджетном учреж-
дении науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отде-
ления 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:
<http://isem.irk.ru/dissert/case/DIS-2017-1/>.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах с подписью составителя, заве-
ренные печатью организации, просим отправлять по адресу: 664033, г. Иркутск,
ул. Лермонтова, 130, на имя ученого секретаря диссертационного совета.

Автореферат разослан « » _____ 2017 г.

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



А.М. Клер

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Системообразующая электрическая сеть (СЭС), являющаяся базовым инфраструктурным компонентом электроэнергетической системы (ЭЭС), должна обеспечивать реализацию основных преимуществ развитого электроэнергетического рынка: свободный доступ потребителей и производителей к рынку и высокий уровень конкуренции среди его участников. В условиях перехода от вертикально-интегрированных монополий к конкурентным принципам управления энергетикой недостаток пропускной способности СЭС снижает возможность товарообмена между субъектами и создает значительные территориальные ценовые диспропорции. Вместе с тем, увеличивается сложность задачи развития СЭС из-за необходимости учета при принятии решений многих влияющих факторов и интересов всех субъектов отношений.

Процессы реструктуризации электроэнергетики в большинстве стран мира и образование системы электроэнергетических рынков, для эффективного функционирования которых необходима развитая электросетевая инфраструктура, а также формирование межгосударственных электрических связей, приводят к тому, что исследования по усовершенствованию методической базы и созданию эффективного математического инструментария для решения вопросов долгосрочного развития электрических сетей приобретают бóльшую актуальность.

В последние два десятилетия ведутся научно-исследовательские работы по формированию методологии развития СЭС, ориентированной на изменившиеся экономические условия, однако в настоящее время использование разработок в практике ограничивается рядом трудностей. В России задачи развития СЭС решаются на основе опыта и интуиции проектировщиков, которые руководствуются указаниями и нормативами по проектированию ЭЭС, основы которых были заложены в 70-80х годах прошлого века в системе плановой экономики. Применение подобных подходов к проектированию в современных условиях может привести к выбору неоптимальной конфигурации сетевой инфраструктуры и, как следствие, к экономическим потерям. Эти положения определили цель и ключевые задачи диссертационной работы.

Степень разработанности. Значительный вклад в методологию обоснования развития электрических сетей внесли отечественные и зарубежные ученые: Рокотян С.С., Файбисович Д.Л., Зейлигер А.Н., Ершевич В.В., Хабачев Л.Д., Раппопорт А.Н., Волькенау И.М., Кришан З.П., Гамм А.З., G. Lattore, P. Joscow, J. Tirole, W. Hogan, F. Schweppe, A. Conejo, J. Contreras, J. Rosellon, H. Rudnick, J. Bushnell, S. Stoft, G. Gross и другие.

Задачами управления развитием СЭС занимаются ведущие научно-исследовательские и проектные институты мира, среди которых: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, ПАО «ФСК ЕЭС» и его структуры (Россия), University of Castile-La Mancha (Испания), Electrical and Computer Engineering Dept., Illinois Institute of Technology (США), Dept. of Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University (Китай) и другие.

Объектом исследования диссертационной работы являются электроэнергетические системы.

Предмет исследования – методы управления развитием электрической сети в современных условиях, математические модели и алгоритмы для решения задач обоснования развития ЭЭС в части сетевого звена на долгосрочную перспективу 5-15 лет.

Область исследования. Содержание диссертации соответствует паспорту специальности 05.14.02 «Электростанции и электроэнергетические системы», в рамках которой производятся исследования по связям и закономерностям при планировании развития, проектировании и эксплуатации электрических станций, электроэнергетических систем, электрических сетей и систем электроснабжения в областях исследования «разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике», «теоретический анализ и расчетные исследования по транспорту электроэнергии» и «разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике».

Целью диссертационной работы является совершенствование методической базы и разработка математического инструментария для обоснования опти-

мального развития СЭС, а также проведение практических исследований развития сети на примере реальной ЭЭС.

В соответствии с поставленной целью решаются следующие **задачи**:

1. Аналитический обзор методов и математических моделей для решения задач развития ЭЭС, разработанных в России и за рубежом.
2. Совершенствование методики обоснования перспективного развития СЭС в части учета ее инфраструктурной роли и системного эффекта у потребителя.
3. Разработка специальных математических моделей для решения задачи развития СЭС и их программная реализация.
4. Проведение практических исследований с использованием разработанной методики на примере задачи развития Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) России.

Методологической базой исследований в работе являются основные положения теории и методов системных исследований в энергетике, мировой практический опыт и методические разработки по долгосрочному прогнозированию и проектированию развития электрических сетей, теория и методы математического моделирования и оптимизации. Использование этой методологической базы, а также соответствие практических результатов исследований рекомендациям утвержденной «Схемы и программы развития ЭЭС России на 2014-2020 гг.» подтверждают **достоверность полученных научных результатов**.

Информационной базой исследования являются материалы научно-исследовательских и проектных организаций, данные рейтинговых и информационных агентств, зарубежная и российская научная литература, периодические издания, материалы научных конференций, информация с интернет-ресурсов, включая сайты Роскомстата, Правительства РФ, профильных министерств и организаций, профессиональных сообществ IEEE.

Научная новизна и положения, выносимые на защиту:

1. Усовершенствована методика для обоснования долгосрочного развития СЭС, отличающаяся от использующихся в настоящее время методов применением народно-хозяйственного критерия принятия решений, обеспечивающего мак-

симум общественного благосостояния. Методика включает подготовку и верификацию исходных данных, технический анализ условий функционирования ЭЭС, выявление «узких» мест электрической сети и оптимизацию развития СЭС с использованием математических моделей. Методика реализована в виде последовательного алгоритма для формирования варианта развития СЭС, удовлетворяющего техническим условиям перспективного функционирования ЭЭС.

2. Разработаны и программно реализованы оригинальные математические модели, позволяющие учесть системные эффекты у производителей и потребителей электроэнергии при развитии сети, ранее не принимаемые в расчетах, особенности технологических режимов ТЭС и ГЭС, ограничения на распределение потоков мощности в зонах свободного перетока, такие факторы, как неопределенность исходных данных, дискретность и динамика развития сети, многорежимность функционирования ЭЭС.

Теоретическая значимость результатов исследования заключается в совершенствовании и развитии существующих методов обоснования перспективного развития СЭС в направлении учета инфраструктурной роли электрической сети в электроэнергетике, обеспечивающей максимум суммарной прибыли производителей и потребителей электроэнергии.

Практическая значимость результатов исследования состоит в применении методики при разработке стратегических государственных программ развития энергетики: «Программа модернизации электрической сети», «Схема и программа развития ЭЭС (страны и ее субъектов)», «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики» и т.п. Ее применение позволит в процессе деятельности инжиниринговых организаций сократить объем предпроектных работ по поиску оптимальных решений, повысить обоснованность и экономичность принимаемых решений по развитию СЭС, способствовать снижению рисков для инвесторов.

Апробация работы. Основные положения диссертации обсуждены и получили положительную оценку на международных конференциях: «*Spring congress on engineering and technology*» (Китай, 2012 г.), «*Liberalization and Modernization of Power Systems*» (Иркутск, 2012 г.), «*PowerTech 2013*» (Франция, 2013 г.),

«PowerTech 2015» (Нидерланды, 2015 г.), на научном семинаре им. Ю. Н. Руденко «Проблемы надежности систем энергетики в рыночных условиях, 84-е заседание» (Азербайджан, 2012 г.) и российских конференциях: молодых ученых ИСЭМ СО РАН (Иркутск 2010 – 2012 гг.), «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» (Благовещенск, 2011 г.), «Управление, информация и оптимизация в электроэнергетике» (Новосибирск, 2012 г.).

Публикации. По теме диссертации опубликованы 10 печатных работ общим объемом 5,87 п.л., в т.ч. 3,84 авторских, в т.ч. 2 статьи в изданиях, входящих в рекомендуемый перечень ВАК (1,54 п.л.).

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения, списка литературы и 5 приложений. Работа изложена на 159 страницах, содержит 38 таблиц, 22 рисунка. В списке использованной литературы 100 источников.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цели и задачи исследования, отмечены основные результаты, составляющие предмет научной новизны, приводится структура диссертации.

В первой главе произведен обзор методов и подходов к планированию развития СЭС в России и за рубежом. Автором отмечено, что с переходом от плановой к рыночной электроэнергетике задачи развития ЭЭС должны решаться с использованием новых критериев, однако состав и иерархичность основных решений по развитию ЭЭС остаются без существенных изменений. Также не меняются принципы заблаговременного принятия решений, первоочередности решения задач развития генерирующих мощностей по отношению к задачам развития СЭС.

Обзор отечественных работ позволил сделать вывод, что в настоящее время методическая база для обоснования развития СЭС с учетом ее инфраструктурной функции и рыночных факторов недостаточно глубоко проработана, при этом применяются традиционные подходы, соответствующие условиям плановой экономики, предполагающие применение «затратного» критерия. Использование та-

ких подходов в современных условиях не позволяет учитывать в полной мере экономические составляющие системного эффекта при развитии электрической сети, что может приводить к неоптимальным решениям. В зарубежных разработках не учитываются или существенно упрощаются такие технические факторы, как надежность ЭЭС, работа ТЭЦ в технологических режимах, ограничения загрузки ГЭС по выработке, режимы работы потребителей, пропускная способность сечений. Указанные факторы, значительно влияющие на формирование функций спроса и предложения электроэнергии, должны учитываться при обосновании решений по развитию СЭС. Использование рассмотренных моделей обычно ограничивается иллюстративными задачами небольшой размерности, они не находят широкого применения в практике.

Отмечено, что к решению задач развития объектов естественно-монопольной структуры, которая в большинстве стран управляется и регулируется на уровне государства, должен применяться системный подход, в основе которого лежит принцип целостности. Этим, в свою очередь, определяется необходимость использования народно-хозяйственного критерия принятия решений по развитию сети ЭЭС, в которой производители и потребители электроэнергии являются элементами единой технической системы.

В связи с системностью решаемой задачи, **автором предлагается** усовершенствование методики обоснования развития СЭС с учетом ценовой эластичности спроса на электроэнергию на основе критерия максимума общественного благосостояния. Инструментом для расчетов служит разработанная автором оптимизационная модель. Учитывая выявленные недостатки существующего математического обеспечения, **новая модель позволяет** принимать в расчет эффект у потребителя электроэнергии при развитии сети, учитывать специфику режимов работы ТЭЦ (по теплофикационному и конденсационному графикам) и ГЭС (по средней многолетней выработке), оптимизировать потоки мощности с учетом влияния зон свободного перетока. При осуществлении расчетов используются эффективные методы оптимизации, что дает возможность решать математические задачи с размерностью, достаточной для моделирования современных ЭЭС.

Во второй главе изложены положения разработанной методики обоснования развития СЭС, показано место решаемых задач в территориально-временной иерархии решений, обеспечивающих процесс управления развитием ЭЭС. Методика предназначена для решения задач развития СЭС на уровне национальной энергосистемы, энергообъединения и отдельных энергорайонов с периодом планирования 5-15 лет. На заданную перспективу рассматриваются вопросы общесистемного характера – выбор единой концепции построения сети, определение перспективных объектов ЛЭП, предварительной очередности их вводов и ориентировочной стоимости, обоснование присоединения к ЭЭС новых систем, потребителей и узлов, выбор ступеней напряжения, способов дальнего транзита электроэнергии и др. Указанные задачи решаются на отраслевом уровне после выбора рациональной структуры генерирующих мощностей. Результаты их решения могут выступать в качестве исходных данных для задач следующих этапов, выполняемых в целях анализа электрических режимов работы ЭЭС, проектирования объектов электроэнергетики, формирования инвестиционных программ энергокомпаний и др. Вместе с тем, в целях увязки решений по развитию СЭС на различных иерархических уровнях, возможен итеративный возврат к предшествующим этапам для уточнения ранее принятых решений, в т.ч. по развитию объектов генерации.

Прогнозирование долгосрочного развития экономики и энергетики сопряжено с фактором неопределенности исходной информации, для учета которого в данной методике предусмотрен сценарный подход, реализованный путем формирования ряда внешних условий и получения для каждого из них решения по развитию СЭС. Кроме того, долгосрочному развитию систем энергетики, характерна непрерывностью инвестиционного процесса и динамичность вводов новых объектов, разнесенных во времени. В целях моделирования фактора динамики применяется широко распространенный квазидинамический подход, предполагающий разделение горизонта планирования на ряд промежуточных временных интервалов и решение для каждого из них отдельной статической подзадачи.

Разработанная методика оптимизации СЭС, схематично представленная на рис.1, состоит из трех этапов.

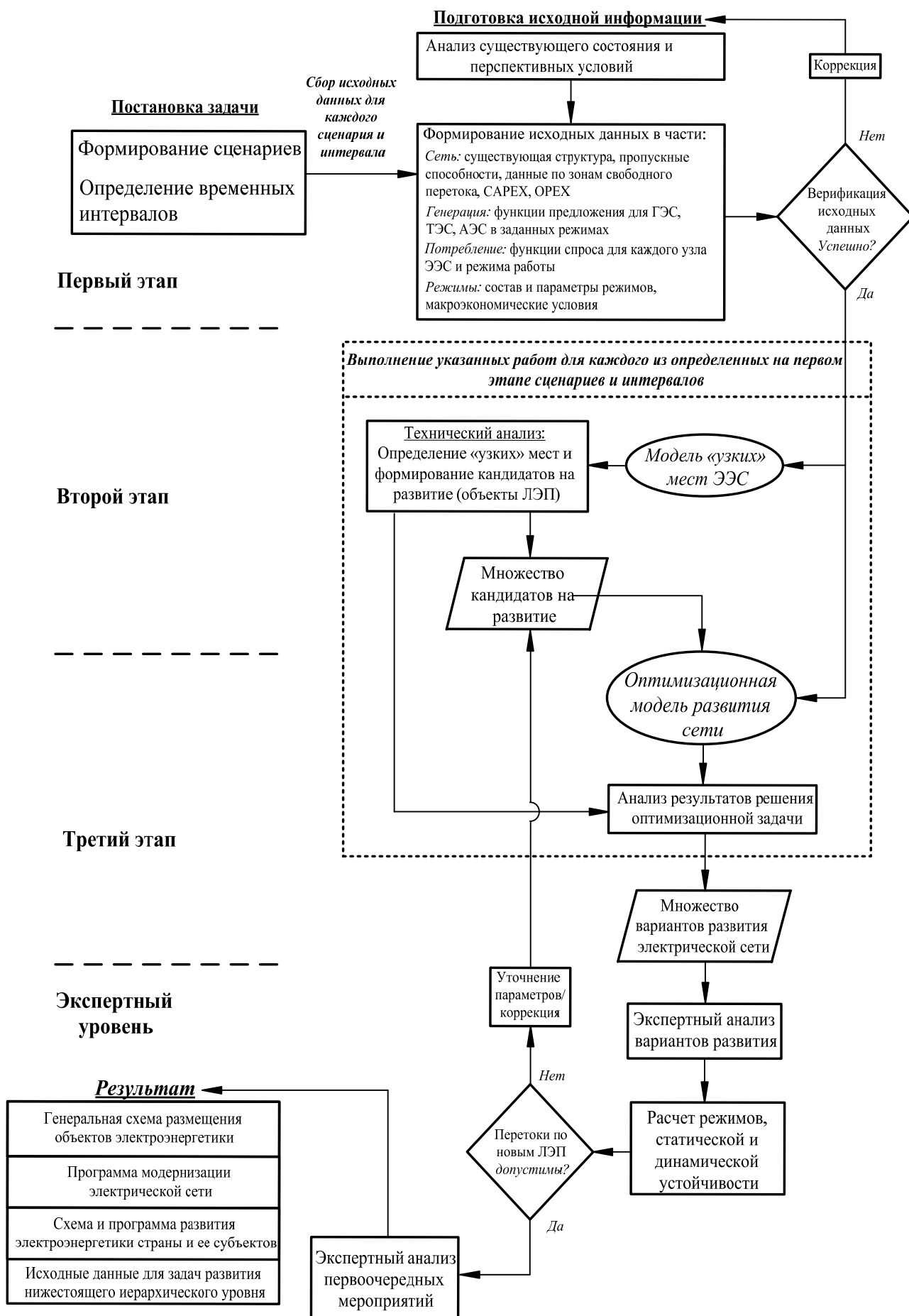


Рисунок 1. Усовершенствованная методика оптимизации развития СЭС.

Первый этап методики – постановка задачи, анализ текущих и будущих условий функционирования ЭЭС, формирование сценариев и определение временных интервалов, сбор для каждого из них исходных данных, верификация. Формирование сценарных условий производится на базе предшествующих результатов прогнозов развития электроэнергетики. Исходные данные включают информацию по генерации, электропотреблению, структуре СЭС и режимам ЭЭС.

Производители электроэнергии. В решаемых задачах параметры объектов существующей и перспективной генерации (структура, места размещения, установленные мощности, проектная выработка и др.) являются фиксированными. Производители моделируются кривыми предложения на основе функций маржинальных издержек, составляемых для каждого сценария, временного интервала, узла ЭЭС, объекта генерации и режима его работы. Функция отражает соотношение между переменными затратами на производство электроэнергии и объемом электроэнергии, который генератор готов произвести и поставить на электроэнергетический рынок. В параметры предложения входят рабочая мощность и удельные топливные затраты. Кривая предложения может задаваться, в частности, в виде ступенчатой функции, имеющей общий вид:

$$\text{для КЭС и АЭС:} \quad f_i(S) = b_i^{y\partial} a_i = \lambda_i, \text{ при } \underline{S}_i \leq S_i \leq \overline{S}_i, i \in I \quad (1)$$

$$\text{для ТЭЦ:} \quad f_i(S) = \begin{cases} \lambda_i^{\text{тепл.}}, & \underline{S}_i^{\text{тепл.}} \leq S_i \leq \overline{S}_i^{\text{тепл.}}, i \in I \\ \lambda_i^{\text{конд.}}, & \underline{S}_i^{\text{конд.}} \leq S_i \leq \overline{S}_i^{\text{конд.}}, i \in I \end{cases} \quad (2)$$

где I – множество электростанций, $b_i^{y\partial}$ – удельный расход топлива на i -ой станции (тут./МВт·ч), a_i – стоимость топлива (руб./тут.), λ_i – удельные переменные затраты (руб./МВт·ч), S_i – загрузка станции (индексы *тепл.* и *конд.* – для теплофикационного и конденсационного режимов) (МВт), $\underline{S}_i, \overline{S}_i$ – минимальная загрузка и рабочая мощность станции (МВт). Функция предложения ГЭС включает параметр рабочей мощности, поскольку величина топливных затрат для ГЭС равна нулю.

Потребители электроэнергии моделируются функцией спроса, характеризуемой 2 параметрами – объемом электропотребления за единичный интервал време-

ни (час) и готовностью платить за него определенную цену. Последнее описывается коэффициентами ценовой эластичности спроса – количественной мерой чувствительности спроса к изменению цены. В настоящее время не сформирована статистика, анализ которой позволял строить функции спроса на краткосрочную и долгосрочную перспективу. В этой связи, в диссертации предлагается подход к построению функций спроса на основе формирования отраслевых коэффициентов эластичности. В течение года равновесная цена электроэнергии колеблется в широких пределах. Потребители, чувствительные к изменениям цены, в краткосрочном периоде имеют возможность изменять нагрузки – снижать и увеличивать в часы ценовых пиков и провалов. Таким образом, ввод ЛЭП, способствующий перераспределению электропотребления между различными по чувствительности к цене электроэнергии потребителями, находящимися в разных узлах ЭЭС, влечет реализацию системного эффекта, превосходящего в отдельных случаях затраты в развитие сети. Данный подход заключается в формировании следующих параметров, для каждого сценария, временного интервала, узла ЭЭС, потребителя:

1. Годовое электропотребление на последний год в интервале планирования электрической сети (C^*). Прогнозируется, как правило, Министерством энергетики в рамках разработки стратегических документов, в частности, в «Сценарных условиях развития электроэнергетики».
2. Прогнозная цена на электроэнергию (P^*) на последний год временного интервала. Прогноз цен является неотъемлемой задачей, решаемой при разработке стратегий развития ТЭК в большинстве стран. Для этого используются подходы к прогнозированию развития экономики и математические модели, учитывающие тесные межотраслевые взаимосвязи.
3. Коэффициент эластичности спроса по цене ($b^{эл}$). В соответствии с проведенными экономическими исследованиями анализ ряда макроэкономических факторов показывает, что значения коэффициентов долгосрочной эластичности для всех отраслей промышленности лежат в пределах от -0,5 до -1,5 (удорожание электроэнергии на 1% ведет к снижению спроса на 0,5-1,5%). Линейная функция спроса имеет общий вид:

$$f(C) = P^* \left(1 - \frac{1}{b^{эл}}\right) + \frac{P^*}{C^* b^{эл}} C, \quad (3)$$

где C – величина электропотребления за единичный интервал времени (МВт·ч). Величина коэффициента определяется на основе отраслевого анализа экономики энергорайона. Функция спроса на электроэнергию в узле ЭЭС формируется в соответствии с коэффициентом эластичности наиболее чувствительной к изменению цены отрасли.

Структура электрической сети отражает конфигурацию существующих системообразующих ЛЭП 220 кВ и выше, определяемых параметрами: пара связываемых узлов, число цепей ЛЭП, пропускная способность, длина, объем капложений, уровень напряжения. Пропускная способность ЛЭП может задаваться 2 способами – средней натуральной пропускной способностью ВЛ, либо ее параметрами, рассчитанными с применением специализированных средств (RastrWin, АНАРЭС, Eurostag и др.), с учетом конструктивных характеристик ЛЭП, статической и динамической устойчивости, компенсации реактивной мощности и т.д.

Распределение потоков мощности по сети производится по принципу модели «постоянного тока». Для учета технических ограничений на потоки в оптимизационную модель задаются зоны свободного перетока мощности (ЗСП) посредством ввода ряда потоковых ограничений на пропускную способность сечений, связывающих ЗСП. Определение ЗСП и соответствующих им потоковых ограничений является отдельной задачей, решаемой Системным оператором на основе статистической информации о реальных перетоках мощности в ЭЭС.

Многорезимность работы ЭЭС формируется представительным множеством часовых режимов в конечном году рассматриваемого интервала. Минимальный набор режимов: час зимнего максимума, час летнего минимума, часы максимума в осенне-весенний период. Вместе с тем моделируется режим, сочетающий ситуации, характеризуемые повышенным спросом на электроэнергию и увеличенными объемами оборудования, выведенного в аварийный ремонт. Такой режим необходим для учета фактора надежности и ценовых пиков на электроэнергетическом рынке. Для каждого режима строятся функции спроса и предложения. Они отра-

жают сезонные изменения нагрузки, рабочей мощности станций, загрузки ТЭЦ по технологическим циклам.

Второй этап методики – анализ технических условий функционирования ЭЭС. Проводится исследование существующей и перспективной ЭЭС в части выявления проблемных элементов – дефицит генерации в узлах, ограничения пропускной способности ЛЭП («узкие места»). Расчеты осуществляются с помощью математической модели «узких мест», принцип действия которой основан на механизме, уравнивающем спрос и предложение электроэнергии. При этом формируются балансы мощности и электроэнергии по узлам ЭЭС, рассчитываются перетоки по ЛЭП, объемы производства и потребления. После – определяется набор перегруженных ЛЭП, анализируются режимы их работы и подготавливаются технические предложения по «разгрузке» сети. С учетом указанных предложений составляется множество потенциальных кандидатов на развитие, не попавших в число таковых на стадии сбора исходных данных, определяются их возможные технические параметры. Выявленные кандидаты включаются в состав исходных данных и используются на следующем этапе. Данный анализ важен для корректной интерпретации экспертом решений по оптимизации развития СЭС.

Кроме того, указанная модель используется на первом этапе для проведения верификационной процедуры в целях настройки параметров модели, выбора состава режимов ЭЭС, выявления погрешностей в исходных данных, а также оценки модели на адекватность расчетов.

Третий этап методики – оптимизация развития электрической сети. Производится серия расчетов, формируются решения по развитию ЛЭП для каждого из определенных на этапе постановки задачи временных интервалов и сценариев. Расчеты выполняются с помощью специальной математической модели, характеризующейся квазидинамикой, многорежимностью, дискретностью, учетом зон свободного перетока. Математическая постановка задачи: требуется найти вариант развития электрической сети, соответствующий критерию максимума суммарного благосостояния за вычетом приведенных затрат, связанных с развитием сети.

Целевая функция:

$$\sum_{n,t} \tau_t^{peж} \int_0^{C_{nt}} f_{nt}(C) dC - \sum_{n,i,t} \tau_t^{peж} \lambda_{nit} S_{nit} - \sum_{n,k} (K_{nk}^{ЛЭП} E + И_{nk}^{ЛЭП}) Q_{nk} \rightarrow \max_{C,S,Q} \quad (4)$$

при условии соблюдения узловых балансов мощности (I закон Кирхгофа)

$$\sum_i S_{nit} - \sum_k L_{nkt} + \sum_k L_{knt} (1 - \mu_{kn} g_{kn}) = C_{nt}, n \in N, t \in T, \quad (5)$$

и ограничений на:

загрузку ТЭЦ в теплофикационном режиме

$$\underline{S_{nit}^{ТЭЦ}} \leq S_{nit}^{ТЭЦ} \leq \overline{S_{nit}^{ТЭЦ}} (1 - \beta_{nit}^{ТЭЦ}) (1 - \kappa_{nit}^{ТЭЦ}) \varepsilon_{nit}^{TP}, i \in I, n \in N, t \in T, \quad (6)$$

загрузку ТЭЦ в конденсационном режиме

$$\underline{S_{nit}^{ТЭЦ}} \leq S_{nit}^{ТЭЦ} \leq \overline{S_{nit}^{ТЭЦ}} (1 - \beta_{nit}^{ТЭЦ}) (1 - \kappa_{nit}^{ТЭЦ}) (1 - \varepsilon_{nit}^{TP}), i \in I, n \in N, t \in T, \quad (7)$$

загрузку КЭС

$$\underline{S_{nit}^{КЭС}} \leq S_{nit}^{КЭС} \leq \overline{S_{nit}^{КЭС}} (1 - \beta_{nit}^{КЭС}) (1 - \kappa_{nit}^{КЭС}), i \in I, n \in N, t \in T, \quad (8)$$

загрузку ГЭС

$$\underline{S_{nit}^{ГЭС}} \leq S_{nit}^{ГЭС} \leq \overline{S_{nit}^{ГЭС}} (1 - \beta_{nit}^{ГЭС}) (1 - \kappa_{nit}^{ГЭС}), i \in I, n \in N, t \in T, \quad (9)$$

годовую выработку электроэнергии ГЭС

$$\sum_t S_{nit}^{ГЭС} \tau_t^{peж} \leq W_{ni}^{ГЭС} \text{ ср.мн.лет.}, i \in I, n \in N, \quad (10)$$

загрузку АЭС

$$\underline{S_{nit}^{АЭС}} \leq S_{nit}^{АЭС} \leq \overline{S_{nit}^{АЭС}} (1 - \beta_{nit}^{АЭС}) (1 - \kappa_{nit}^{АЭС}), i \in I, n \in N, t \in T, \quad (11)$$

ограничение на потребляемую мощность

$$\underline{C_{nt}} \leq C_{nt} \leq \overline{C_{nt}}, n \in N, t \in T, \quad (12)$$

поточковых ограничений: на пропускную способность ЛЭП

$$L_{nkt} (1 + \mu_{nk} g_{nk}) \leq \overline{L_{nk}} (\sigma_{nk} + Q_{nk}), n, k \in N, t \in T, \quad (13)$$

контролируемых сечений между зонами свободного перетока

$$\sum_{(n,k) \in N_d} L_{nkt} (1 + \mu_{nk} g_{nk}) \leq \overline{L_d}, d \in D, \quad (14)$$

и на развитие ЛЭП

$$Q_{nk} \leq \overline{Q_{nk}}, n, k \in N. \quad (15)$$

(Q_{nk} принимает неотрицательные целые значения)

Здесь: множества: I – электростанции, N – узлы ЭЭС, T – режимы работы ЭЭС, D – совокупность ЛЭП, составляющих сечение, N_d – множество пар узлов, входящих в сечение d ; переменные: S_{nit} – нагрузка станции (МВт), $S = \{S^{ТЭЦ}, S^{КЭС}, S^{ГЭС}, S^{АЭС}\}$, C_{nt} – нагрузка потребителя (МВт), L_{nkt} – поток мощности по ЛЭП (МВт), Q_{nk} – число вводимых цепей ЛЭП (целочисленная переменная); постоянные: λ_{nit} – удельные переменные затраты станции (руб./МВт·ч), $f_{nt}(C)$ – функции спроса, $\tau_t^{реж}$ – длительность режима t в году (час), E – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, $K_{nk}^{ЛЭП}$ – капиталовложения в новые ЛЭП (руб.), $I_{nk}^{ЛЭП}$ – эксплуатационные издержки новых ЛЭП (руб./год), μ_{nk} – коэффициент потерь электроэнергии (о.е./км), g_{nk} – длина ЛЭП (км), $\underline{S}_{nit}, \overline{S}_{nit}$ – нагрузка станций в режимах минимальной и максимальной выработки (МВт), $\underline{C}_{nt}, \overline{C}_{nt}$ – минимальная и максимальная нагрузка потребителей (МВт), \overline{L}_{nk} – пропускная способность ЛЭП (МВт), \overline{L}_d – пропускная способность сечения d (МВт), $W_{ni}^{ГЭС ср.мн.лет.}$ – средняя многолетняя выработка ГЭС в году (МВт·ч), β_{nit} – доля ремонтируемого оборудования (о.е.), ε_{nit}^{TP} – доля выработки ТЭЦ по тепловому графику (о.е.), κ_{nit} – коэффициент разрывов мощности (о.е.), σ_{nk} – число цепей существующей ЛЭП, \overline{Q}_{nk} – максимальное число вводимых цепей ЛЭП.

Целевая функция включает 2 составляющие – суммарное общественное благосостояние и приведенные затраты в развитие ЛЭП. Первая составляющая соответствует общей прибыли в системе народного хозяйства, которая складывается из прибыли производителей от сбыта электроэнергии и прибыли потребителей. Под прибылью потребителя в работе понимается его эффект (выигрыш), достигаемый за счет разницы между ценой, которую он готов заплатить за электроэнергию, и реальной сложившейся ценой. Вторая составляющая включает капитальные и эксплуатационные затраты, приведенные к единому интервалу времени.

При беспрепятственной передаче мощности по ЛЭП общественное благосостояние достигает максимума. Ограничения по сети снижают электропотребление и, как результат, благосостояние. Увеличение последнего может быть достигнуто при строительстве ЛЭП для перераспределения электроэнергии между разными

по эффективности потребителями (*эффект потребителя*) и более рациональной загрузки удаленной генерации (*эффект производителя*). Обоснование ввода ЛЭП производится в виде сопоставления прироста общей прибыли производителей и потребителей, получаемой вследствие развития сети, с приведенными затратами на реализацию этих мероприятий. Прибыль определяется ценами на электроэнергию и объемами ее потребления и производства по узлам ЭЭС. Для расчета указанных параметров применяется общеэкономическая модель однопродуктового рынка идеальной (совершенной) конкуренции, использование которой в задачах долгосрочного планирования обосновано неопределенностью принципов организации и условий работы перспективного электроэнергетического рынка, и не противоречит основам экономики. При идеальной конкуренции субъекты не обладают рыночной силой, цена формируется взаимодействием спроса и предложения.

Оценка полученных вариантов развития и выбор решений производятся на экспертном уровне. В ходе этих работ, выполняемых соответствующими инженерами-специалистами, решаются следующие задачи:

1. Согласование полученных решений по развитию ЛЭП в динамике их вводов в эксплуатацию. Здесь производится инженерная оценка соответствия решений, получаемых на разных временных этапах. При этом могут рассматриваться дополнительные факторы (надежность, категоричность, «география» и др.), которые в недостаточной степени учтены в математической модели.
2. Сопоставление вариантов решения, полученных в разных сценариях. Здесь определяются инвариантные решения по развитию СЭС, получаемые во всех рассматриваемых сценариях, относимые в дальнейшем к первоочередным мероприятиям. Для них осуществляется техническая оценка реализуемости – расчеты электрических режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания, определение объемов компенсации реактивной мощности и пр. В случае, если указанные мероприятия технически нереализуемы, производится повторная итерация в процессе решения задачи, начинаемая с работ по формированию дополнительного множества перспективных кандидатов на развитие (новых цепей ЛЭП). При этом уточняются и, при необходимости, корректируются техни-

ческие параметры перспективных кандидатов. При допустимой оценке, данные по объектам СЭС, вошедшие в состав первоочередных, могут быть рекомендованы к включению при разработке стратегических государственных программ.

Вместе с тем, по первоочередным мероприятиям не принимаются окончательные решения о начале проектирования и строительства, они являются «промежуточными» и могут выступать в качестве исходных данных в задачах развития СЭС, решаемых детальнее на последующих уровнях территориально-временной иерархии, и уточняться в дальнейшем. Для выбора окончательного решения по развитию сети могут применяться методологии анализа и принятия решений в условиях неопределенности исходной информации с использованием специальных подходов (например, составление платежной матрицы) и дополнительных критериев (Сэвиджа, Лапласа, Вальда и др.).

В третьей главе представлены результаты практического применения разработанной методики к задаче развития ЕНЭС России на 2010-2015 и 2015-2020 годы. Рассматривались 3 сценария электропотребления – минимальный (рост электропотребления 0,5% в год), средний (3% в год) и максимальный (5% в год), см. рис. 2. В соответствии со сценариями сформированы исходные данные на основе реальной информации о структуре сети, параметрах электростанций и потребителей ЕЭС России, смоделирована расчетная схема ЕЭС России (РС – рис. 3).

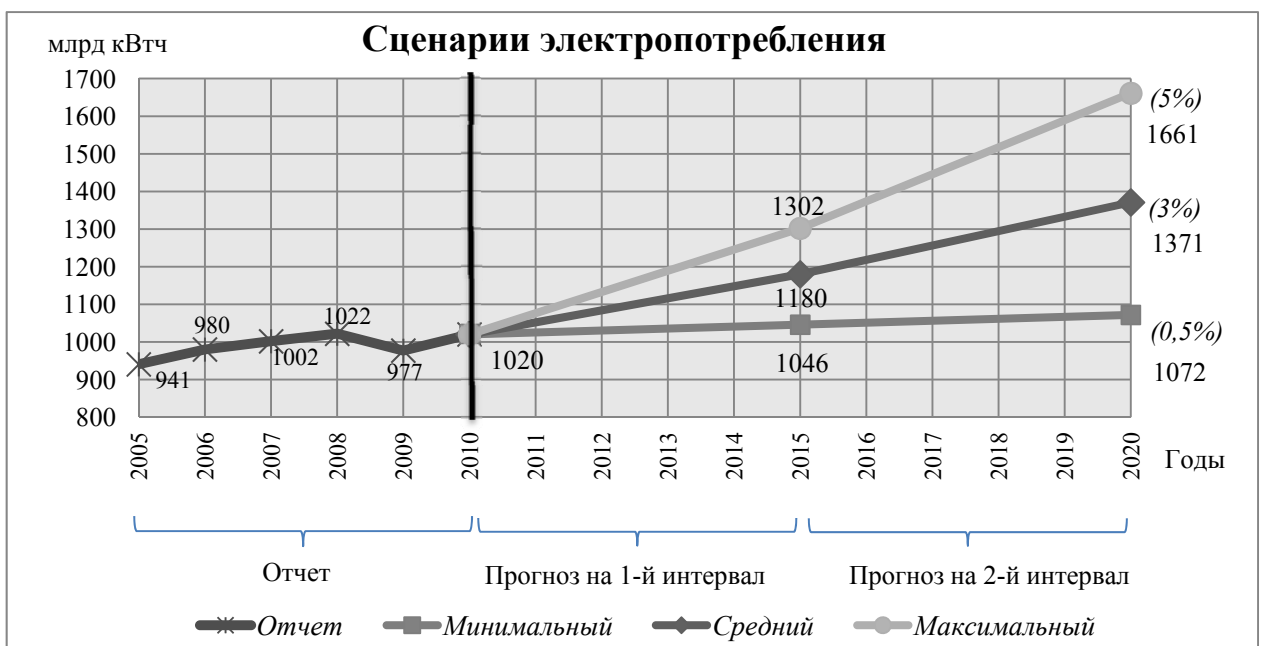


Рисунок 2. Сценарный прогноз электропотребления ЕЭС России до 2020 года.

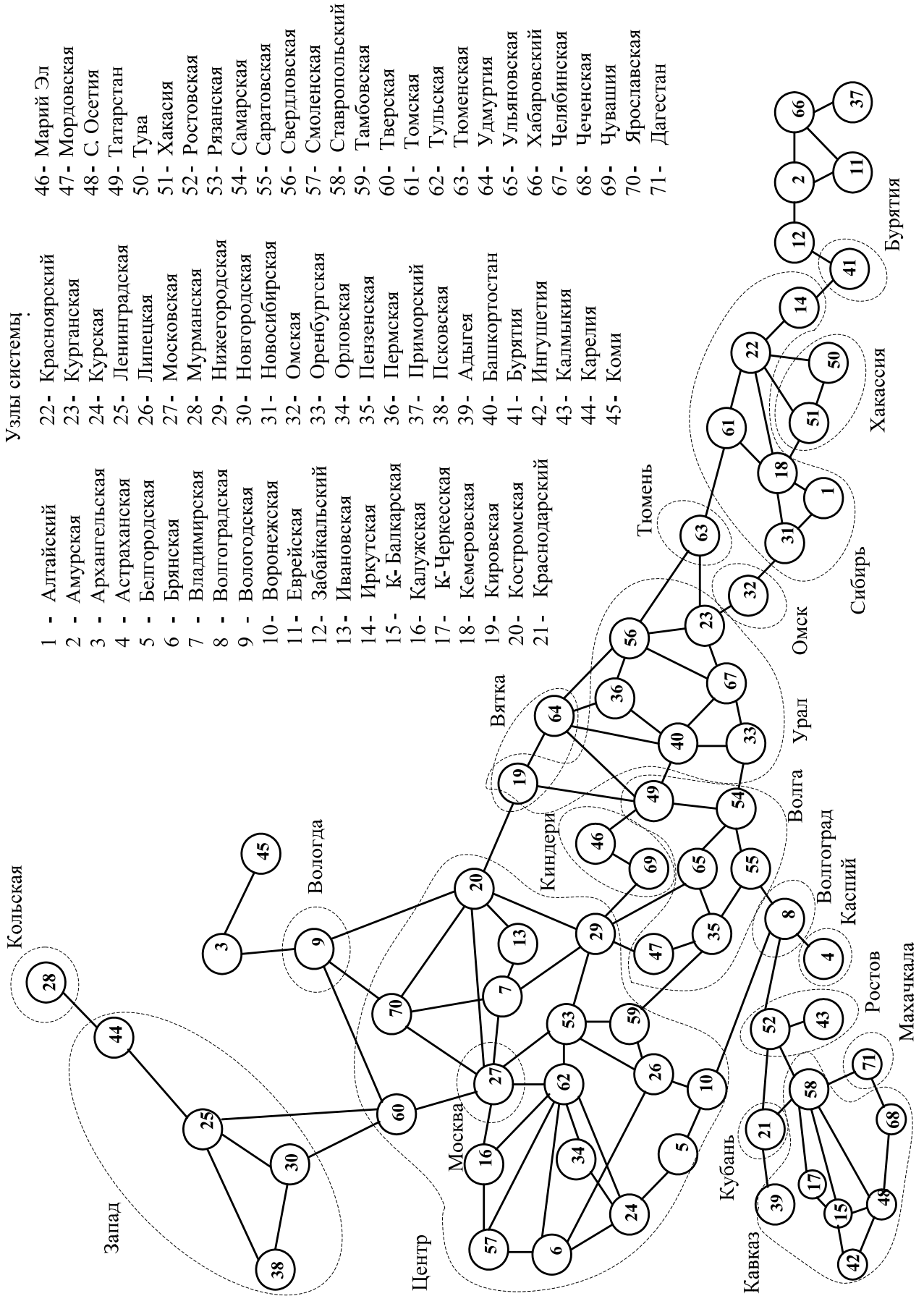


Рисунок 3. Расчетная схема ЕЭС России.

РС характеризуется следующими свойствами:

1. Узел ЭЭС – агрегированное множество узлов РЭС, территориально определяется границами субъекта РФ. Узел РС включает узлы генерации и электропотребления (крупные потребители или ПС). Число узлов в РС – 71.
2. Межсистемная связь – совокупность ЛЭП 220-750 кВ, связывающих узлы РС. Число межсистемных связей – 115, ЛЭП, составляющих системные связи – 159. Также РС разделена на 21 ЗСП (отмечены областями на рис. 3), число ограничений на пропускную способность сечений, связывающих ЗСП, составляет 62.
3. Производители электроэнергии – электростанции зоны централизованного электроснабжения, не ориентированные на экспорт. Состав электростанций: 254 ТЭЦ, 57 КЭС, 98 ГЭС, 9 АЭС. Установленная мощность – 268,5 ГВт.
4. Потребители заданы 71 функцией спроса для каждого режима, сценария и временного интервала (всего 1 704). Отраслевые коэффициенты эластичности: -0,1 «транспорт и связь», -0,5 «добыча полезных ископаемых», -0,8 «сельское хозяйство», -1 «обрабатывающие производства».
5. Для формирования режимов выбраны 3 характерных часа внутри сезонов года. Для учета пиковых и аварийных режимов моделируется 4-ый режим – час максимума в году, при котором нагрузки потребителей и доля оборудования, выведенного в ремонт, имеют наибольшие значения.

Произведен верификационный расчет и получены величины показателей для 2010 года: производство и потребление электроэнергии в узлах РС; потоки по ЛЭП и средневзвешенные (годовые) цены на электроэнергию. Указанные величины сопоставлены с отчетными фактическими данными. Сравнительный анализ этих величин показал приемлемую точность расчетов.

Технический анализ условий функционирования ЭЭ, показал следующее:

– в системе имеются РЭС, в которых отличия в средних ценах электроэнергии от средневзвешенной по региону составляет более 10%, среди них: Мурманская, Московская, Ростовская, Кубанская, Кировская, Удмуртская, Омская. Ценовые диспропорции свидетельствует о наличии «узких» мест в ЭЭС, и, как результат, о необходимости усиления СЭС;

- энергодефицитными РЭС являются Кировская, Омская, Московская, Удмуртская;
- существует множество перегруженных ЛЭП, потоки по которым выходят на пределы пропускной способности. В соответствии с этим, сформирована совокупность кандидатов на развитие, составляющая порядка 20 ЛЭП.

Расчеты по оптимизации развития ЕНЭС на перспективу до 2015 и 2020 годов в трех сценариях. Результаты решения представлены в табл. 1.

Таблица 1. Ввод новых ЛЭП.

Сценарий	Вводы ЛЭП до 2015 года		Вводы ЛЭП до 2020 года		Всего капитал. вложения, млрд руб.	Всего приведенные затраты, млрд руб.
	ВЛ	Капитал. вложения, млрд руб.	ВЛ	Капитал. вложения, млрд руб.		
Минимальный	Ростовская – Краснодарский	4,5	Томская – Тюменская	24,8	62,5	13,7
	Новосибирская – Омская	8,4				
	Омская – Тюменская	24,8				
Средний	Ростовская – Краснодарский	4,5	Томская – Тюменская	24,8	85,3	18,8
	Новосибирская – Омская	8,4				
	Омская – Тюменская	24,8				
	Мурманская – Карелия	12,4	Тверская – Московская	4,8		
	Тверская – Московская	3,2				
	Татарстан – Кировская	2,6				
Максимальный	Ростовская – Краснодарский	4,5	Забайкальский – Амурская	21,0	109,0	24,0
	Новосибирская – Омская	8,3				
	Омская – Тюменская	24,8	Калужская – Московская	4,4		
	Томская – Тюменская	16,5				
	Тверская – Московская	6,4	Оренбургская – Самарская	8,1		
	Татарстан – Кировская	2,6				
	Мурманская – Карелия	12,4				

Параметры задачи: число ограничений – 94 396 уравнений, переменных – 81 648, из них нелинейных – 30 738, дискретных – 6 234; класс задачи – частично-целочисленная, квадратичная; метод решения – «ветвей и границ»; число итераций – 18 млн, время решения – 4 ч. (*Intel Core2 4 ГГц, ОЗУ 4 Гб*).

Экспертный анализ полученных решений позволил выявить:

1. Первоочередные мероприятия (в табл. 1 жирным шрифтом): ВЛ 500 кВ Ростовская – Краснодарский, 238 км для снятия сетевых ограничений в сечении «Ростов – Кубань»; 2 цепи ВЛ 500 кВ Новосибирская – Омская, 300 км для увеличения пропускной способности и снятия ограничений в сечении «ЗСП Сибирь – ЗСП Омск»; ВЛ 500 кВ Омская РЭС – Тюменская РЭС, 575 км для объединения ОЭС Сибири и Урала. В дальнейшем до 2020 г. предусматривается усиление связи «Сибирь – Урал» при вводе ВЛ 500 кВ Томская – Тюменская, 1200 км. Объем капиталовложений в указанные мероприятия до 2020 г. 62,4 млрд руб.
2. Системные экономические эффекты по составляющим: *эффект потребителя* – перераспределение электропотребления при вводе ЛЭП в ОЭС Центра, Урала, Сибири, Востока; *эффект производителя* – снижение затрат на производство электроэнергии при вводе ЛЭП в ОЭС С.-Запада, Центра, Юга, Ср. Волги.
3. Разработанный вариант развития сети в максимальном сценарии соответствует реальным потребностям ЕЭС России в электросетевом строительстве, которые отражены в «Схеме и программе развития ЕЭС России на 2014-2020 г.» (далее – Схема). В частности, в Схеме запланированы следующие мероприятия:
 - В ОЭС Северо-Запада: ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – ПС Петрозаводск – связь «Мурманская – Карелия»;
 - В ОЭС Центра: ВЛ 220 кВ ПС Грибово – ПС Победа и ВЛ 500 кВ ПС Грибово – ПС Дорохово №2 – связь «Тверская – Московская», ВЛ 500 кВ Калужская – Обнинская – Дорохово – связь «Калужская – Московская»;
 - В ОЭС Юга: ВЛ 500 кВ ПС Ростовская – ПС Тамань, ПС Тамань – ПС Кубанская, Ростовская АЭС – ПС Тихорецк и Ростовская АЭС – ПС Ростовская – связь «Ростовская – Краснодарский»;

– В ОЭС Средней Волги: ВЛ 220 кВ ПС Лебяжье – ПС Дубники, ВЛ 220 кВ ПС Елабуга – ПС Центральная – связь «Татарстан – Кировская», ВЛ 500 кВ ПС Газовая – ПС Красноармейская – связь «Оренбургская – Самарская»;

– В ОЭС Сибири и Урала: ВЛ 500 кВ ПС Восход – ПС Витязь – связь «Омская – Тюменская», ВЛ 500 кВ ПС Томская – ПС Парабель – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС – связь «Томская - Тюменская», ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара – Тында – связь «Забайкальский – Амурская».

Для подтверждения эффективности разработанной методики, решена классическая задача развития сети с «затратным» критерием в среднем сценарии. Характеристика вариантов, полученных при постановке двух задач, а также решений, запланированных в Схеме, представлена в табл. 2.

Таблица 2. Сравнение результатов решений.

Итоговые показатели	Решения				Решение в Схеме развития
	Затратный критерий	Критерий максимума благосостояния			
		Средний	Миним.	Средний	
Благосостояние без развития ЛЭП, млрд руб.	2068,6	1774,6	2068,6	2304,0	2304,0
Благосостояние с развитием ЛЭП, млрд руб.	2104,1	1817,2	2175,8	2455,2	2350,9
Приведенные затраты, млрд руб.	12,2	13,7	18,8	24,0	26,1
Число ЛЭП	12	5	9	11	18
Длина, км	2949	2313	3561	4912	5038
Прирост прибыли, млрд руб.	35,5	42,6	107,2	151,2	118,0
Удельная эффективность капиталовложений, руб./руб.	2,91	3,11	5,70	6,30	1,80

Результативность усовершенствованной методики оценивается величиной удельной экономической эффективности затрат на развитие сети, определяемой отношением прироста прибыли к приведенным затратам. Для решения в среднем сценарии, полученного с помощью разработанной методики, этот показатель имеет большее значение (5,70 против 2,91).

В заключении представлены основные результаты исследований:

1. Произведен обзор математических моделей и подходов к обоснованию развития СЭС, в ходе которого выявлены пробелы в методическом обеспечении – не учитывается инфраструктурная функция электрической сети и эластичность

электропотребления, при математическом моделировании существенно упрощается техническая специфика функционирования ЭЭС (работа ТЭЦ в циклах, зоны свободного перетока, надежность, дискретность, многорежимность). Отмечено, что в проектной практике оптимизационные модели не используются.

2. С учетом выявленных недостатков усовершенствована методика для обоснования перспективного развития СЭС, отличающаяся от существующих подходов, использованием принципа максимизации общественного благосостояния производителей и потребителей электроэнергии. Методика ориентирована на решение исследовательских и практических задач.

3. Разработана и программно реализована в среде «GAMS» система оригинальных математических моделей, используемых при анализе существующей ЭЭС (определение «узких» мест, дефицитных узлов, кандидатов на ввод) и для оптимизационных расчетов с целью формирования решений по развитию СЭС. При этом учитываются эластичность потребителей электроэнергии, такие факторы как неопределенность, надежность, динамика, дискретность и многорежимность, технические условия работы электростанций (для ТЭС и ГЭС) и системные ограничения на потоки мощности по сечениям между зонами свободного перетока.

4. Проведены практические исследования с использованием разработанной методики на примере задачи развития ЕНЭС России на перспективу до 2015 и 2020 гг. Анализ полученных результатов решения позволил: сформировать общие положения по развитию межсистемных ЛЭП (выдача мощности станций, снятие сетевых ограничений, ликвидация дефицита, реализация системных эффектов); выделить решения о строительстве ЛЭП, определяемые эффектом потребителя и не учитываемые при использовании «затратных» критериев; подтвердить соответствие результатов расчета реальным потребностям ЕНЭС России в электросетевом строительстве. Вместе с тем, при сопоставлении решений, полученных при постановке задачи с традиционным и новым критериями, подтверждена бóльшая эффективность применения разработанной методики.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

Публикации в журналах, рекомендованных ВАК

1. Драчев П.С. Рыночная модель развития основной электрической сети // Вестник ИрГТУ. – 2013. – №1. – С. 125-134. – 0,78 п.л.
2. Усов И.Ю., Драчев П.С., Гущина А.С. Задачи и методы обоснования инвестиционных решений в электроэнергетике // Вестник ИрГТУ. – 2014. – №7. – С. 128-136. – 0,76 п.л. (0,4).

Статьи в материалах международных конференций

3. Drachev P.S., Trufanov V.V. Analysis of Unified National Electric Grid Expansion Using Market Model // Liberalization and Modernization of Power Systems. The 5th International Conference Proceeding. Edited by Ch. Rehtanz, Z.A. Styczynski, N.I. Voropai. – Irkutsk: Energy Systems Institute. – 2012. – P. 232-238. – 0,6 п.л. (0,5).
4. Drachev P.S., Trufanov V.V. Analysis of an expansion variant of the Unified national electric network on the basis of market model // Electroenergetics, Electrotechnics, Electromechanics and Control. Scientific Industrial Journal, Vol. 4. – 2013. – №4. – P. 63-71. – 0,6 п.л. (0,5).
5. Драчев П. С., Труфанов В.В. Анализ варианта развития Единой национальной электрической сети с использованием рыночной модели // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: материалы семинара. – №63, Баку, 2012. – С. 411-422. – 0,52 п.л. (0,4).
6. Драчев П.С. Модель развития основной электрической сети в рыночных условиях // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сб. тр. VI Всероссийской науч.-техн. конф. с международным участием – Благовещенск: Изд. АмГУ, 2011. – Т.1. – С. 53-60. – 0,54 п.л.

Прочие публикации

7. Драчев П.С. Развитие электрических сетей в рыночных условиях // Системные исследования в энергетике: Тр. молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 40. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2010. – С. 21-30. – 0,42 п.л.
8. Drachev P.S., Trufanov V.V. Market-based transmission expansion planning // Energy and Power Engineering, Vol. 4. – Scientific Research Publishing, USA. – 2012. – №6. – P. 387-392. – 0,48 п.л. (0,3).

Отпечатано в ИСЭМ СО РАН

Заказ № 21, тираж 100 экз.

664033, Иркутск, Лермонтова, 130