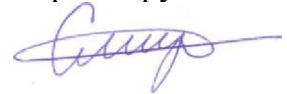


На правах рукописи



СМИРНОВ Константин Сергеевич

**КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА СРАВНИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
ПРОЕКТОВ ЭКСПОРТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ  
НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ  
СИСТЕМЫ РЕГИОНА**

Специальность 05.14.01  
Энергетические системы и комплексы

**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:	кандидат технических наук, старший научный сотрудник <b>Лагерев Анатолий Владимирович</b>
Официальные оппоненты:	<b>Самородов Герман Иванович</b> доктор технических наук, профессор, филиал АО «НТЦ ФСК ЕЭС» Сибирский научно-исследовательский институт энергетики (СибНИИЭ), отдел новых технологий, научный руководитель  <b>Усов Илья Юрьевич</b> кандидат технических наук, доцент, ООО «Премьер-Энерго», подразделение перспективного развития, заместитель генерального директора по развитию
Ведущая организация:	<b>Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт энергетических исследований Российской академии наук, г. Москва</b>

Защита диссертации состоится «17» января 2018 г. в 13.30 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 (ИСЭМ СО РАН) 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-2017-9/>.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах с подписью составителя, заверенные 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



Клер  
Александр Матвеевич

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность работы.** Межгосударственная интеграция и кооперация России со странами Северо-Восточной Азии (СВА) в области электроэнергетики является одной из составляющих Восточной энергетической политики нашей страны.

Эта кооперация предполагает развитие межгосударственных электрических связей восточных районов России с соседними странами: Монголией, Китайской Народной Республикой, Республикой Корея, Японией, Корейской Народно-Демократической республикой.

Сооружаемые для этого трансграничные линии электропередачи могут использоваться как для экспорта электроэнергии из России, так и для объединения электроэнергетических систем (ЭЭС) указанных стран на совместную (или параллельную) работу.

В настоящее время развитие межгосударственных электрических связей, несмотря на широкие возможности их реализации, отстает от других направлений сотрудничества России со странами СВА в области энергетики.

В перспективе, развитие этих связей предполагается, в первую очередь, за счет проектов широкомасштабного экспорта электроэнергии из Восточной Сибири и Дальнего Востока в Китайскую Народную Республику.

Вместе с тем, осуществление крупномасштабных экспортных проектов связано с решением ряда сложных задач.

Для принятия обоснованных решений в этих направлениях необходимо проведение детального и всестороннего анализа условий реализации и исследования возможных последствий таких шагов. Должна быть дана комплексная оценка всего спектра социально-экономических и экологических факторов, стоимость ожидаемых затрат на реализацию новых проектов и тарифов на экспортируемую электроэнергию, а также возможности и условия привлечения финансовых ресурсов для реализации проектов.

Анализ предлагаемых в восточных регионах экспортных проектов показывает, что их реализация (от стадии проектирования до строительства станции) носит долгосрочный характер (от 15 до 20 лет) и связана со значительной неопределенностью будущих условий развития электроэнергетики регионов, на территории которых эти проекты могут быть реализованы (стоимость кВт мощности на различных электростанциях, цена топлива, уровни электропотребления и т.д.).

В этих условиях, принятие того или иного решения по экспортным проектам связано с риском, поэтому задача минимизации рисков и изучения различных факторов, влияющих на устойчивость принимаемых решений в рассматриваемых условиях, является очень важной для лиц, принимающих решения.

Актуальность и сложность решения этих проблем определили выбор темы диссертационной работы, её цель и основные задачи.

**Степень изученности проблемы.** Теоретические и практические вопросы в области исследования эффективности экспорта электроэнергии и создания межгосударственных электрических связей рассматривались в работах отечественных ученых: Л. С. Беляева, С. В. Подковальникова, В.А. Савельева, Ю.Н. Руденко, Н.И. Воропая, Л.Ю. Чудиновой, И.М. Волькенау, Л.Д. Хабачева, В.В. Ершевича, В.Л. Лихачева и др. К данной проблеме проявляли интерес и зарубежные ученые: S.S. Lee, Y.S. Jang, J.Y. Yoon, Y.C. Kim, D.W. Park, M. Osawa, S.I. Moon, и др.

Изучению проблем развития энергетических систем в условиях неопределенности (неоднозначности исходной информации) посвящены работы Л.А. Мелентьева,

А.А.Макарова, Л.С. Беляева, А.Н. Зейлигера, Б.Г. Санеева, В.А. Смирнова, Л.М. Шевчук, и др.

Обзор работ, проведенный автором, показывает, что вопросам прогнозирования развития региональных ЭЭС и проектам экспорта электроэнергии, в условиях неоднозначности исходной информации, уделено большое внимание как в работах отечественных, так и зарубежных ученых. В то же время недостаточно изученной является очень важная в методическом и, особенно, в практическом плане проблема, связанная с комплексной оценкой сравнительной эффективности и выбором наиболее предпочтительных проектов сооружения экспортных электростанций, вписываемых в ЭЭС региона в долгосрочной перспективе.

**Цель диссертационной работы.** Разработка методического подхода и модельного инструментария для комплексной оценки сравнительной эффективности и выбора наиболее предпочтительных (экономически эффективных) проектов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи (экспортных проектов) в условиях неопределенности развития ЭЭС региона.

**Основные задачи исследования:**

1. Разработать методический подход для комплексной оценки сравнительной эффективности экспортных проектов в условиях неопределенности развития ЭЭС региона, в рамках которого необходимо:

- провести анализ энергетических рынков стран - потенциальных импортеров электроэнергии и определить на них возможность ниши (ёмкости) для российской электроэнергии;

- выявить потенциальные возможности российской электроэнергетики для экспорта электроэнергии;

- разработать оптимизационную модель ЭЭС региона (на примере Восточной Сибири) для оценки системной эффективности экспортных проектов в увязке с развитием электроэнергетики региона;

- разработать имитационную производственно - финансовую модель экспортного проекта для оценки коммерческой эффективности его реализации.

2. Получить перспективные направления развития электроэнергетики Восточной Сибири на период до 2030 г. и выявить наиболее эффективные проекты сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в регионе для экспорта электроэнергии в Китай, с использованием предлагаемого методического подхода и разработанного модельного инструментария.

**Объект исследования.** Электроэнергетика Восточной Сибири и рассматриваемые в регионе проекты сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи для экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай.

**Предмет исследования.** Сценарии развития электроэнергетики Восточной Сибири при включении в них экспортных проектов на перспективу до 2030 г.

**Методология и методика исследования.** Методология исследования базируется на основных положениях системного подхода в энергетике, а также на методах и моделях математического программирования.

**Научная новизна:**

1. Впервые предложен четырехэтапный методический подход, предназначенный для комплексной оценки сравнительной эффективности экспортных проектов в условиях неопределенности развития ЭЭС региона, основанный на последовательном использовании оптимизационной модели развития электроэнергетики региона и имитационной производственно-финансовой модели.

2. Разработана оптимизационная, многоузловая модель развития ЭЭС Восточной Сибири (в которой учитывается работа отдельных электростанций, с последующим уточнением на экспортных электростанциях количество энергоблоков), предназначенная для выработки перспективных сценариев развития электроэнергетики региона и оценки системной эффективности рассматриваемых в регионе экспортных проектов.

3. Разработана имитационная производственно - финансовая модель экспортного проекта для оценки коммерческой эффективности.

4. С использованием предлагаемого методического подхода и разработанного модельного инструментария проведено исследование по выбору наиболее предпочтительных (экономически эффективных) экспортных проектов в Восточной Сибири для экспорта электроэнергии в Китай.

**Практическая значимость.** Предлагаемый методический подход и модельный инструментарий применялись при разработке обосновывающих материалов к Энергетической стратегии России на период до 2030 г. в части развития электроэнергетики Восточной Сибири и выборе наиболее предпочтительных экспортных проектов в регионе для экспорта электроэнергии в Китай.

**Личный вклад автора:**

- Разработан методический подход для комплексной оценки сравнительной эффективности экспортных проектов в условиях неопределенности развития ЭЭС региона.

- Проведен анализ энергетических рынков стран - потенциальных импортеров электроэнергии.

- Разработана оптимизационная модель ЭЭС региона (на примере Восточной Сибири) для оценки системной эффективности экспортных проектов в увязке с развитием электроэнергетики региона.

- Лично автором проведены исследования, и по их результатам сделаны выводы.

**Основные положения, представляемые к защите:**

1. Четырехэтапный методический подход для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития ЭЭС региона, основанный на последовательном использовании оптимизационной модели развития электроэнергетики региона и имитационной производственно-финансовой модели.

2. Анализ энергетических рынков стран - потенциальных импортеров электроэнергии и определение на них возможной ниши (ёмкости) для российской электроэнергии.

3. Оптимизационная, многоузловая модель развития ЭЭС Восточной Сибири (в которой учитывается работа отдельных электростанций, с последующим уточнением на экспортных электростанциях количество энергоблоков), предназначенная для выработки перспективных сценариев развития электроэнергетики региона и оценки системной эффективности рассматриваемых в регионе экспортных проектов.

4. Имитационная производственно - финансовая модель для оценки коммерческой эффективности проектов экспорта электроэнергии.

5. Результаты исследования по выработке перспективных сценариев развития электроэнергетики Восточной Сибири до 2030 г. и выбору в регионе наиболее экономически эффективных проектов сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи для экспорта электроэнергии в Китай.

**Апробация и реализация результатов исследования.** Положения диссертации неоднократно докладывались и обсуждались на семинарах, совещаниях и конференциях, таких как: «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции» (Иркутск 2009 г.); молодёжная конференция «Системные исследования в энергетике» (Иркутск, 2010, 2011, 2012, 2016, 2017 гг.); VI Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» (Благовещенск, 2011, 2013 гг.); экономическая секция XVI, XVII краевого конкурса-конференции молодых ученых и аспирантов (Хабаровск, 2014, 2015 гг.); «Электроэнергетика Байкальского региона: проблемы и перспективы: материалы Всероссийской научно-практической конференции» (Улан-Удэ – с. Горячинск 2016 г.); «Электроэнергетика глазами молодежи: VIII Международная научно-техническая конференция» (Самара 2017 г.).

**Публикация результатов исследования.** Основные положения и результаты диссертационной работы опубликованы в 20 печатных работах, в том числе, 7 в журналах, рекомендованных ВАК РФ.

**Соответствие диссертации паспорту научной специальности.** Диссертационное исследование соответствует паспорту 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

**Структура и объём работы.** Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка используемой литературы, содержащего 104 наименования, и трёх приложений. Материал изложен на 146 страницах текста. В работе содержится 37 рисунков, 52 таблицы.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обосновывается актуальность темы диссертации, сформулированы цели и задачи исследования, обозначен объект и предмет исследования, изложены научная новизна и практическая ценность работы, основные положения и результаты исследования.

**В первой главе** дается обзор существующего сегодня состояния экспорта российской электроэнергии в страны Дальнего и Ближнего Зарубежья, который показывает, что, в перспективе, Китай может стать крупнейшим импортером российской электроэнергии из восточных регионов России.

В течение последних 25 лет Китай демонстрирует весьма высокие темпы экономического развития, обусловившие быстрый рост потребления энергии. По объему потребления первичных энергоресурсов Китай занимает 1-е место в мире (в 2015 г. – 22,9 % от мирового уровня), опережая США (17,3 %).

Впервые сооружение электропередачи в Восточной Сибири для экспорта электроэнергии в Китай намечалось еще в начале 90-х годов прошедшего века. Тогда, по инициативе Иркутской областной администрации и АО «Иркутскэнерго», совместно

с РАО «ЕЭС России» прорабатывался проект электропередачи постоянного тока «Братск-Пекин» для экспорта в Китай излишков электроэнергии из ОЭС Сибири.

Однако дальнейшие работы были отложены (по инициативе китайской стороны) ввиду снижения темпов роста электропотребления в Китае после финансового кризиса в АТР в 1998 г. Кроме того, в результате переговоров, не были достигнуты приемлемые для обеих сторон договоренности в экспортной цене на электроэнергию из России.

После 2008 г. ситуация в Китае изменилась - резко возросли темпы роста электропотребления в стране. По этой причине, Государственная Электросетевая Корпорация Китая (ГЭК) уже неоднократно заявляла о дефиците электроэнергии в ряде регионов северо-восточного Китая. Так, в 2000 г. дефицит составлял 10,9 млрд кВт·ч, а уже в 2010 г. увеличился почти в 4 раза и составил 37,7 млрд кВт·ч.

Наиболее авторитетными международными организациями, на регулярной основе публикующих долгосрочные прогнозы развития энергетики стран Восточной Азии, являются Международное энергетическое агентство при ОЭСР (МЭА), Управление энергетической информации при Министерстве энергетики США (УЭИ), Международный институт прикладного системного анализа (МИПСА), Институт экономики энергетики Японии (ИЭЭЯ), Центр энергетических исследований АТЭС (АПЕРК). Авторитетом среди экспертов обладают также прогнозы таких крупных консалтинговых компаний, как Энердата, Блумберг, МакКензи и т.п. После 2012 г. в России сформировался Центр компетенций по долгосрочному прогнозированию мировой энергетической системы в составе Института энергетических исследований РАН (ИнЭИ) и Аналитического Центра при Правительстве РФ.

Выполненный автором анализ различных источников по развитию китайской электроэнергетики показал:

1) При реализации сценариев с повышенными уровнями электропотребления, дефицит электроэнергии в Китае к 2030 г. оценивается в 100 млрд. кВт·ч;

2) Доминирующую роль в структуре потребления энергоносителей в Китае играет уголь, самый экологически вредный в плане высокого содержания золы и серы. Он является главным источником загрязнения воздуха в стране. Несмотря на развитие ТЭС на газе, доля установленной мощности на угле в структуре ТЭС прогнозируется к 2030 г. достаточно высокой - 86-93%. В связи с этим, Китай будет вынужден в больших количествах закупать электроэнергию из соседних стран для энергообеспечения растущих потребностей в стране и снижения загрязнения воздуха.

3) Ниша для российской электроэнергии на китайском рынке оценивается в 16-20 млрд кВт·ч;

**Во второй главе** дан анализ отечественного и зарубежного опыта при разработке моделей для исследования перспектив развития ЭЭС. Приводится описание разработанного автором методического подхода для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития ЭЭС региона. Дается описание математических моделей, используемых в предлагаемом подходе.

2.1. Можно выделить два основных вида моделей для исследования перспективных направлений развития ЭЭС: модели общеэнергетических систем (энергетических комплексов) и специализированные модели ЭЭС.

В первом случае, оптимальная структура развития ЭЭС определяется на основе решения модели общеэнергетической системы, в которую, наряду с электроэнергетической подсистемой, входят другие подсистемы энергетики: теплоснабжающая,

нефтеснабжающая, газоснабжающая, углеснабжающая. Для решения таких моделей используются, как правило, методы линейного программирования.

Основные задачи исследования развития ЭЭС в этих моделях связаны, главным образом:

- с формированием балансов мощности и электроэнергии по крупным ЭЭС;
- с оптимизацией технологической структуры мощностей для выработки электроэнергии по типам оборудования с учетом их технико-экономических характеристик, а также территориальных особенностей рынков топлива, экологических требований;
- с оптимизацией основной электрической сети рассматриваемой ЭЭС в увязке с поставками электроэнергии на экспорт.

Наиболее известными зарубежными моделями общеэнергетических систем (энергетических комплексов) являются модели: MARKAL, MESSAGE, EFOM, TIMES, ENPER.

Первые отечественные модели общеэнергетических систем применительно к стране, районам и узлам были разработаны в 60-70 годах прошлого столетия.

Их наиболее полное описание отражено в «Методических положениях оптимизации развития топливно-энергетического комплекса», выпущенных в 1975 г. Научным советом по комплексным проблемам энергетики.

Существенный вклад в разработке методических подходов к моделированию развития электроэнергетики в составе ТЭК страны предложен в Институте энергетических исследований (ИНЭИ) РАН. В составе модельно-информационного комплекса SCANNER разработана и широко применяется линейная динамическая модель развития генерирующих мощностей и межсистемных связей в ЕЭС России совместно с динамикой развития газовой и угольной промышленности страны (EPOS).

В Институте народнохозяйственного прогнозирования (ИНП) РАН в составе модельно-вычислительного комплекса разработана динамическая оптимизационная модель перспективного топливно-энергетического баланса страны, с входящим в нее блоком электроэнергетики.

В Институте систем энергетики (ИСЭМ) СО РАН в составе модельно-компьютерного комплекса разработана (в 90-е годы) и постоянно совершенствуется динамическая территориально-производственная модель для формирования сценариев взаимосогласованного развития ТЭК России по Федеральным округам на долгосрочную перспективу (25-30 лет).

Такие модели, в принципе, позволяют в той или иной мере описывать многие элементы и связи ЭЭС в динамике ее развития. Вместе с тем, из-за особенностей структуры моделей общеэнергетической системы и большой размерности, эти модели не могут достаточно полно описать такие особенности ЭЭС, как, например, (суточные и годовые) графики нагрузки и потребления электроэнергии, режимы работы электростанций, ЛЭП и т.д.

Вследствие указанных причин, дальнейшее развитие методологии прогнозирования развития электроэнергетики страны развивалось в направлении создания специализированных моделей отдельных ЭЭС и разработки методов их решений.

Большой вклад в развитие методологии, методов и моделей развития электроэнергетики и ЭЭС внесен трудами отечественных ученых: Э. П. Волкова, Н.И. Воропая, Е.А. Волковой, И.М. Волькенау, В.А. Баринаова, Л.С. Беляева, В.В. Ершевича, А.Н. Зейлигера, В.Г. Китушина, Н.А. Манова, А.С. Макаровой, Ю.Н. Руденко, В.А. Ханаева, Л.Д. Хабачева, В.В. Труфанова и др.



Одной из таких моделей является, разработанная в ИСЭМ СО РАН, оптимизационная модель СОЮЗ. Наиболее существенное ее отличие от других известных моделей развития структуры ЭЭС заключается в более точном описании режимов работы генерирующего оборудования и межсистемных перетоков мощности и электроэнергии за счет моделирования покрытия представительных суточных графиков электрической нагрузки ЭЭС. Это позволяет более обоснованно определять требования к пропускным способностям межсистемных электрических связей, учитывать основные составляющие системного эффекта от интеграции ЭЭС.

Для технико-экономических исследований эффективности формирования межгосударственных электрических связей (МГЭС) и объединений в СВА (проект NEAREST) в ИСЭМ СО РАН разработана специальная модель ОРИПЭС и ее модификации. Модель является оптимизационной, линейной, статической и многоузловой. В ней оптимизируются объемы вводов и структура генерирующих мощностей, пропускные способности междуузловых и межгосударственных электрических связей, режимы работы электростанций и перетоков в объединяемых ЭЭС и по МГЭС как в суточном, так и сезонном и годовом интервалах.

2.2. В диссертационной работе предлагается методический подход для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в условиях неопределенности развития ЭЭС региона. Разработанный методический подход включает четыре этапа исследования (рисунок 1). Реализация этапов предполагает выполнение следующих шагов:

1. Проведение анализа энергетических рынков электроэнергии стран импортеров российской электроэнергии и определение возможной ниши для российской электроэнергии.

2. Выявление потенциальных возможностей российской электроэнергетики для экспорта электроэнергии с использованием модели ТЭК страны (расход топлива на электростанциях, замыкающие затраты (цены на топливо), внешние перетоки электроэнергии, уровни электропотребления, объем экспорта электроэнергии).

3. Оценка системной эффективности экспортных проектов:

3.1. Построение оптимизационной модели развития ЭЭС региона с поочередным включением в нее каждого из рассматриваемых проектов сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи в регионе;

3.2. Многофакторное исследование развития электроэнергетики региона с применением матрицы рисков. Оно включает в себя следующие этапы:

3.2.1. Имитация внешних условий ( $C^n$ ) развития ЭЭС региона; при этом принимается, что неопределенность (риски) внешних условий задается нижней и верхней границей их возможного диапазона изменения (низкие и высокие прогнозируемые уровни электропотребления в регионе, низкие и высокие цены на топливо для электростанций);

3.2.2. Выявление (с помощью оптимизационной модели) оптимальных сценариев развития ЭЭС региона при рассмотренных внешних условиях  $C^n$  и проектах  $X_r^g$  сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи;

Это позволяет:

а) определить для каждого рассмотренного проекта  $X_r^g (r \in \overline{1, R})$  сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи оптимальный состав энергетических объектов  $X_r (X_r^g \in X_r)$  развития ЭЭС региона, необходимый для ее при-

способления к различным внешним условиям (вариантам)  $C^n (n \in \overline{1, N})$  и намечаемым поставкам электроэнергии на экспорт.

б) получить значения связанных с этим суммарных приведенных затрат на развитие электроэнергетики региона.



Рисунок 1 - Принципиальная схема методического подхода для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в условиях неопределенности развития ЭЭС региона

3.2.3. Построение матрицы затрат (таблица 1), для экономической оценки выявленных вариантов  $X_r$  развития ЭЭС региона и соответствующих им проектов  $X_r^3$  сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи.

В общем виде, показатель платежной матрицы  $F_r^n$  - это суммарные приведенные затраты на развитие электроэнергетики региона при рассмотренных внешних условиях ее развития и проектах сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи.

Таблица 1 - Матрица затрат на развитие и адаптацию ЭЭС региона

Проект	Условия развития ЭЭС					
	$C^1$	$C^2$	$C^3$	$C^n$	.....	$C^N$
$X_1$	$F_1^1$	$F_1^2$	$F_1^3$	$F_1^n$	.....	$F_1^N$
$X_2$	$F_2^1$	$F_2^2$	$F_2^3$	$F_2^n$	.....	$F_2^N$
$X_r$	$F_r^1$	$F_r^2$	$F_r^3$	$F_r^n$	.....	$F_r^N$
.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
$X_R$	$F_R^1$	$F_R^2$	$F_R^3$	$F_R^n$	.....	$F_R^N$

Полученная платежная матрица суммарных затрат на развитие и адаптацию системы позволяет перейти к матрице экономических рисков (таблица 2). Коэффициенты матрицы рисков рассчитываются как разность между минимальным значением ( $F_{min}^n$ ) и остальными значениями затрат ( $F_r^n$ ) в каждом столбце (n) платежной матрицы.

Таблица 2 - Матрица экономических рисков ЭЭС региона

Проект	Условия развития ЭЭС					
	$C^1$	$C^2$	$C^3$	$C^n$	.....	$C^N$
$X_1$	$F_1^1 - F_{min}^1$	$F_1^2 - F_{min}^2$	$F_1^3 - F_{min}^3$	$F_1^n - F_{min}^n$	.....	$F_1^N - F_{min}^N$
$X_2$	$F_2^1 - F_{min}^1$	$F_2^2 - F_{min}^2$	$F_2^3 - F_{min}^3$	$F_2^n - F_{min}^n$	.....	$F_2^N - F_{min}^N$
$X_r$	$F_r^1 - F_{min}^1$	$F_r^2 - F_{min}^2$	$F_r^3 - F_{min}^3$	$F_r^n - F_{min}^n$	.....	$F_r^N - F_{min}^N$
.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
$X_R$	$F_R^1 - F_{min}^1$	$F_R^2 - F_{min}^2$	$F_R^3 - F_{min}^3$	$F_R^n - F_{min}^n$	.....	$F_R^N - F_{min}^N$

Матрица значений экономических рисков представляет собой обобщенную характеристику возможных экономических последствий от незнания действительных условий развития ЭЭС региона при реализации экспортных проектов и является основой для выбора экспортных проектов в условиях неопределенности.

3.3. С применением критериев теории игр осуществляется выбор наиболее эффективных экспортных проектов. Условия такого выбора зависят от вида используемого критерия теории игр. Применение формальных критериев теории игр позволяет выявить проекты не различимых, с точки зрения применяемых критериев. Такие проекты принято считать равноэкономичными. Существование равноэкономичных проектов обуславливает принципиальную невозможность полной формализации процесса принятия решений в условиях неопределенности развития ЭЭС региона.

4. Оценка коммерческой эффективности экспортных проектов (в качестве основного критерия коммерческой эффективности на этом этапе рассматривается минимальный тариф на экспортную электроэнергию в местах перехода границы)

4.1. Построение имитационной производственно-финансовой модели для оценки коммерческой эффективности отобранных на третьем этапе экспортных проектов

4.2. Выбирается проект более предпочтительный, с точки зрения коммерческой эффективности, проводится анализ чувствительности (изменение объемов инвестиций, стоимости топлива, срока окупаемости и т.д.).

Разработанный автором методический подход включает в себя следующие модели:

*1. Оптимизационная модель развития электроэнергетики региона.*

Для оценки системной эффективности экспортных проектов в рамках региональной энергосистемы предлагается разработанная автором статическая, оптимизационная, многоузловая модель развития электроэнергетики Восточной Сибири. В реализованной версии модели временной срез охватывает период с 2014 г. по 2030 г.

Территориальный срез модели описывает электроэнергетику Восточной Сибири в разрезе 6 региональных энергосистем (РЭС): Хакасская, Тывинская, Красноярская, Иркутская, Бурятская и Читинская.

Учет в модели межсистемных электрических связей позволяет: передавать электроэнергию из РЭС, более обеспеченных энергетическими ресурсами, в РЭС менее обеспеченные; выработать требования к пропускной способности межсистемных электрических связей и поставкам на экспорт электроэнергии из региона.

При описании условий развития электроэнергетики региона основными искомыми переменными модели являются:

- установленные мощности действующих и новых электростанций, рассматриваемых в регионе;
- энергетические режимы использования установленной мощности электростанций в годовом балансе электроэнергии на рассматриваемом временном этапе;
- объёмы передачи мощности в час максимума нагрузки и годовые объёмы перетоков электроэнергии между региональными энергосистемами, по действующим и новым линиям электропередачи.

*Технологический аспект* моделируется отдельными крупными действующими и перспективными электростанциями, с делением по типам (ГЭС, КЭС, ТЭЦ) и видам используемого топлива (газ, уголь, мазут, прочие). В отдельные 2 группы по единичной мощности выделяются действующие ТЭЦ: 1) ТЭЦ  $\geq 300$  МВт и 2) ТЭЦ  $< 300$  МВт (рисунок 2).

Для действующих электростанций и линий электропередачи задается динамика выбытия мощностей с возможностью их восстановления и технического перевооружения.

В общем случае, энергетический объект (электростанция, ЛЭП) описывается в модели следующими показателями: коэффициентами, определяющими число часов использования установленной мощности; коэффициентами, задающими отпуск тепла; удельными расходами топлива на выработку электроэнергии и отпуск тепла; удельными капиталовложениями, требуемыми на реконструкцию и ввод новых мощностей; удельными постоянными эксплуатационными затратами, связанными с поддержанием единицы мощности; пропускными способностями линий электропередачи.

Оптимизация перспективного развития электроэнергетики региона предполагает решение следующих задач: 1) выбор рационального сочетания мощности электростанций (ГЭС, КЭС, ТЭЦ, включая экспортные электростанции) по энергосистемам региона (для зимнего максимума нагрузки в энергосистемах); 2) определение оптимальной структуры выработки электроэнергии (в годовом разрезе) по типам электростанций и видам топлива; 3) определение рациональных перетоков мощности и электроэнергии по межсистемным линиям электропередачи (включая экспортные); 4) вы-

бор вида топлива и определение его расхода на электростанциях и по энергосистемам региона.

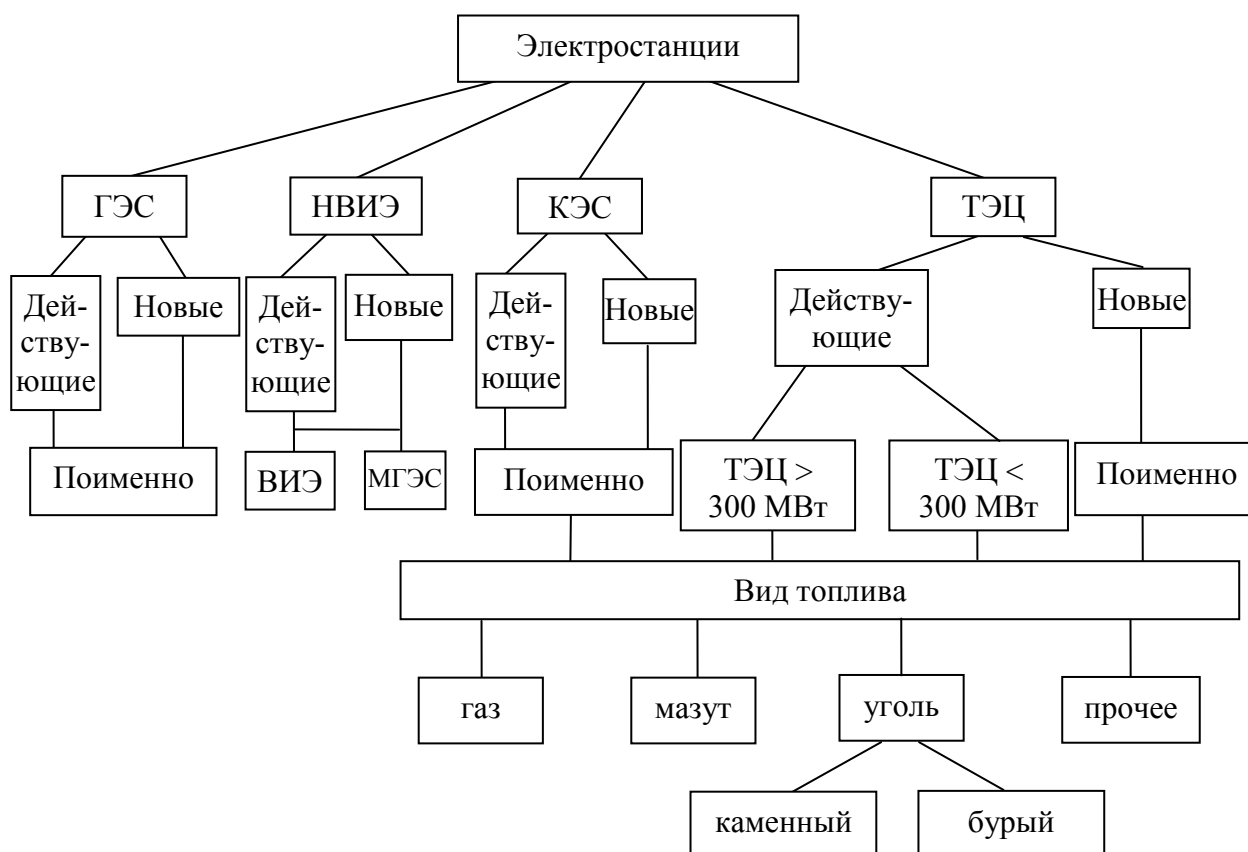


Рисунок 2 - Технологическая структура электростанций оптимизационной модели развития ЭЭС региона

В общем случае, модель описывается несколькими группами уравнений:

Балансы мощности по энергосистемам в год

$$\sum_i X_{ik}^{ГЭС(t)} + \sum_i X_{ik}^{КЭС(t)} + \sum_i X_{ik}^{КЭС\lambda(t)} + \sum_i X_{ik}^{ТЭЦ(t)} - \sum_k \sum_j Y_{jkk}^{(t)} + \sum_k \sum_j \delta_{jkk} Y_{jkk}^{(t)} - \mathcal{E}_{ek}^{(t)} \geq N_k^{необх.(t)}, \quad (1)$$

Баланс электроэнергии

$$\sum_i h_{ik}^{(t)} X_{ik}^{ГЭС(t)} + \sum_i h_{ik}^{(t)} X_{ik}^{КЭС(t)} + \sum_i h_{ik}^{(t)} X_{ik}^{КЭС\lambda(t)} + \sum_i h_{ik}^{(t)} X_{ik}^{ТЭЦ(t)} - \sum_k \sum_j h_{jk}^{(t)} Y_{jkk}^{(t)} + \sum_k \sum_j \varphi_{jkk} h_{jk}^{(t)} Y_{jkk}^{(t)} - h_{ek}^{(t)} \mathcal{E}_{ek}^{(t)} = W_k^{(t)}, \quad (2)$$

Баланс тепла отпускаемого от ТЭЦ

$$\sum_i q_{ik}^{ТЭЦ(t)} X_{ik}^{ТЭЦ(t)} = Q_k^{необх.(t)}, \quad (3)$$

Баланс топлива

$$\sum_i b_{\lambda}^{\mathcal{E}(t)} h_i^{(t)} X_{ik}^{КЭС(t)} + \sum_i b_{\lambda}^{\mathcal{E}(t)} h_i^{(t)} X_{ik}^{КЭС\lambda(t)} + \sum_{\lambda} \sum_i (b_{\lambda}^{\mathcal{E}} h_i + b_{\lambda}^m q_{ik}^{ТЭЦ(t)}) X_{ik}^{ТЭЦ(t)} - B_{\lambda k}^{(t)} = 0, \quad (4)$$

Ограничения-неравенства

$$X_{ik}^{ГЭС(t)} \geq 0; X_{ik}^{КЭС(t)} \geq 0; X_{ik}^{ТЭЦ(t)} \geq 0; Y_{jkk}^{(t)} \geq 0; Y_{jkk}^{(t)} \geq 0; 0 \leq B_{\lambda k}^{(t)} \leq \bar{B}_{\lambda k}^{(t)}; 0 \leq X_{ik}^{КЭС\lambda(t)} \leq N_{ik}^{КЭС\lambda(t)};$$

$$\underline{h}_i^{(t)} \leq h_{ik}^{(t)} \leq \bar{h}_i^{(t)}, \quad (5)$$

Функционал

$$\Phi = \sum_k \sum_i C_{ik}^{\Gamma \text{ЭС}(t)} X_{ik}^{\Gamma \text{ЭС}(t)} + \sum_k \sum_i C_{ik}^{K \text{ЭС}(t)} X_{ik}^{K \text{ЭС}(t)} + \sum_k \sum_i C_{ik}^{K \text{ЭС}\text{Э}(t)} X_{ik}^{K \text{ЭС}\text{Э}(t)} + \sum_k \sum_i C_{ik}^{T \text{ЭС}(t)} X_{ik}^{T \text{ЭС}(t)} + \\ + \sum_k \sum_j C_{jkk'}^{\text{ЛЭП}(t)} Y_{jkk'}^{(t)} + \sum_k \sum_j C_{jk'k}^{\text{ЛЭП}(t)} Y_{jk'k}^{(t)} + \sum_k C_{jkk^2}^{\text{ЛЭП}\text{Э}(t)} Y_{jkk^2}^{(t)} + \sum_k \sum_\lambda C_{\lambda k}^{(t)} B_{\lambda k}^{(t)} \Rightarrow \min, \quad (6)$$

где:  $X_{ik}^{(t)}$  - установленная мощность  $i$  - электростанции в  $k$  - энергосистеме в году  $t$ , МВт (оптимизируемый параметр);  $X_{ik}^{K \text{ЭС}(t)}$  - установленная мощность  $i$  - экспортной электростанции в  $k$  - энергосистеме в году  $t$ , МВт;  $Y_{jkk'}^{(t)}$  - передаваемая мощность по  $j$  - ЛЭП из  $k$  - энергосистемы в энергосистему  $k'$  в году  $t$ , МВт;  $h_{ik}^{(t)}$  - число часов использования установленной мощности  $i$  - электростанции в  $k$  - энергосистеме в году  $t$  (оптимизируемый параметр для ТЭС – задается в диапазоне, для ГЭС - среднесуточное число часов использования установленной мощности);  $W_k^{(t)}$  - электропотребление (задается с учетом собственных нужд электростанций и потерь в линиях электропередачи) в  $k$  - энергосистеме в году  $t$ ;  $q_{ik}^{(t)}$  - коэффициент, задающий отпуск тепла на единицу установленной мощности на  $i$  - ТЭС (для действующих ТЭС задается по группам ТЭС <300 МВт и ТЭС >300 МВт, для новых ТЭС - поименно) в  $k$  - энергосистеме в году  $t$ , Гкал/МВт;  $C_{ik}^{(t)}$  - удельные затраты  $i$  - электростанции (для действующих учитываются условно-постоянные (эксплуатационные) затраты, для новых электростанций - инвестиционная составляющая и условно-постоянные затраты) в  $k$  - энергосистеме в году  $t$ , дол./МВт;  $\text{Э}_{ek}^{(t)}$  - экспорт мощности из  $k$  - энергосистемы по  $e$  - ЛЭП в году  $t$ , МВт;  $Q_k^{\text{необх.}(t)}$  - годовое потребление тепла в  $k$  - энергосистеме в году  $t$ , Гкал;  $t$  - расчетный год;  $i$  - индекс электростанции;  $k, k'$  - номер энергосистемы;  $j, e$  - индекс ЛЭП;  $\lambda$  - индекс топлива;  $b^2$  - удельный расход топлива на выработку электроэнергии, т у.т./МВт·ч;  $b^m$  - удельный расход топлива на отпуск тепла, т у.т./Гкал;  $B_{\lambda k}$  - расход топлива в  $k$  - энергосистеме, млн. т у.т.;  $\bar{B}_{\lambda k}$  - верхнее ограничение по расходу топлива, млн. т у.т.;  $\delta_{jkk}, \varphi_{jkk}$  - коэффициенты, задающие потери при передаче мощности и электроэнергии  $j$  - ЛЭП, %;  $h_i^{(t)}$  - нижнее ограничение числа часов использования установленной мощности;  $\bar{h}_i^{(t)}$  - верхнее ограничение числа часов использования установленной мощности.

Группа уравнений (1) описывает баланс мощности (для зимнего максимума нагрузки с учетом резерва мощности) в  $k$  – энергосистеме в году  $t$  с учетом передачи и получения мощности из других  $k'$  - энергосистем и предполагаемой выдачи мощности электростанций на экспорт.

Группа уравнений (2) описывает годовой баланс электроэнергии в  $k$  – энергосистеме в году  $t$  с учетом передачи электроэнергии в другие энергосистемы и получения её из других энергосистем  $k'$  и выдачи электроэнергии на экспорт.

Группа уравнений (3) описывает годовой баланс отпуска и потребления тепла от ТЭС в энергосистеме  $k$  в году  $t$ .

Группа уравнений (4) описывает расход топлива по видам (газ, бурый и каменный уголь, мазут) для каждой электростанции (или по группе электростанций) и по  $k$ -той энергосистеме в целом в году  $t$ .

Группа уравнений (5) описывает ограничения на ввод новых мощностей, на расход топлива на электростанциях по  $k$ -той энергосистеме в целом в году  $t$ .

Функционал (6) описывает минимум суммарных приведенных затрат на развитие электроэнергетики региона в целом за рассматриваемый расчетный период.

## 2. Имитационная производственно-финансовая модель экспортных проектов

Для оценки коммерческой эффективности экспортных проектов, отобранных на третьем этапе, и выбора рекомендуемого для реализации проекта предлагается разработанная автором имитационная производственно-финансовая модель (рисунок 3).

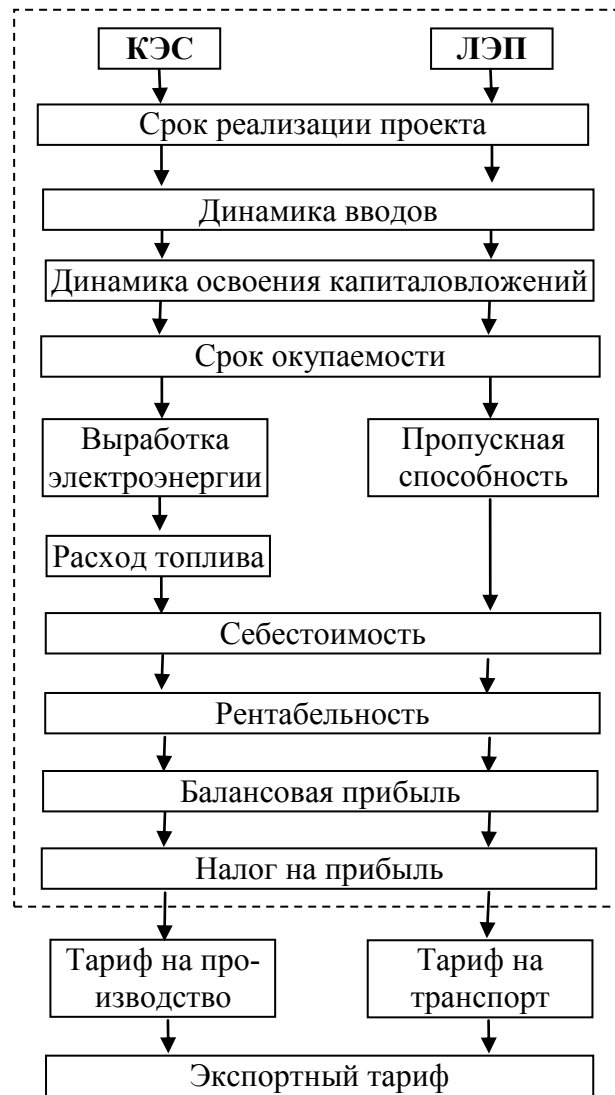


Рисунок 3 - Принципиальная схема имитационной производственно-финансовой модели для оценки коммерческой эффективности экспортных проектов

В модели используются следующие исходные данные: проектная мощность экспортных электростанций; пропускная способность экспортных линий электропередач; количество подстанций; срок реализации проекта; динамика вводов энергоблоков и линий электропередач; динамика освоения капиталовложений; динамика эксплуатационных затрат; условия налогообложения.

Разработанная модель позволяет рассчитать тариф на производство и транспорт электроэнергии.

**В третьей главе** показано современное состояние и приоритеты развития электроэнергетики Восточной Сибири. Приводятся результаты исследования по перспективным направлениям развития электроэнергетики Восточной Сибири до 2030 г. и

выбора в регионе наиболее экономически эффективных проектов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи для крупномасштабного экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай

За период 2010-2014 гг. производство электроэнергии в Восточной Сибири увеличилось на 6,5 млрд кВт·ч или на 4,3%. Наиболее значимыми в регионе являются энергосистемы Красноярского края и Иркутской области, на долю которых приходится почти 80 % производства электроэнергии в Восточной Сибири (таблица 3).

Таблица 3 - Динамика изменения производства электроэнергии по энергосистемам Восточной Сибири в 2010-2014 гг.

Энергосистема	2010 г.		2012 г.		2014 г.	
	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%
Производство, всего	149,7	100	152,2	100	156,2	100
В том числе:						
Хакасская	13,5	9,0	20,9	13,7	22,4	14,3
Красноярская	61,9	41,3	56,7	37,3	65,2	41,7
Иркутская	62,5	41,8	62,5	41,1	55,7	35,7
Тывинская	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Бурятская	4,9	3,3	5,1	3,4	5,4	3,5
Забайкальская	6,8	4,5	6,9	4,5	7,4	4,7

В работе рассматривается два сценария развития электроэнергетики Восточной Сибири на перспективу до 2030 г. - умеренный и оптимистический, соответствующие двум (низкий и высокий) прогнозируемым уровням электропотребления в регионе. В основу прогноза уровней электропотребления положены оценки, полученные автором в связи с основными положениями «Энергетической стратегией России на период до 2030 года», «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года», а также схем и программ развития электроэнергетики регионов Восточной Сибири.

Оптимистический сценарий предполагает максимально возможный рост электропотребления в регионе, основанный на наиболее благоприятном сочетании экономических факторов, конъюнктуры рынка, высоких возможностях финансирования развития региона.

В умеренном сценарии темпы роста электропотребления Восточной Сибири в период до 2030 г. будут на 1,4 процентных пункта ниже, чем в оптимистическом сценарии.

Прогнозируемые балансы электроэнергии, в целом по Восточной Сибири, для рассмотренных сценариев приведены в таблице 4.

Для обеспечения внутренней потребности Восточной Сибири в электроэнергии (с учетом ее поставок в Западную Сибирь) производство электроэнергии в регионе к 2030 г. (по сравнению с 2014 г.) должно увеличиться: в умеренном сценарии в 1,4 раза и составит 218 млрд. кВт·ч, в оптимистическом сценарии - в 1,7 раза и достигнет 269 млрд кВт·ч.

Прогнозируемый при этом прирост выработки электроэнергии электростанциями региона необходимо к 2030 г. увеличить (таблица 5):

по умеренному сценарию – на 62 млрд кВт·ч, из которых 35 % будет приходиться на ГЭС и 65 % – на ТЭС;



по оптимистическому сценарию – на 113 млрд кВт·ч, из которых 23 % на ГЭС и 77 % – на ТЭС.

Таблица 4 - Баланс электроэнергии в Восточной Сибири, млрд кВт·ч

Показатель	2014 г.		2030 г.	
	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%
Электропотребление	139,9		194,5 - 245,5	
Поставки в другие районы*	16,3		23,5	
Производство, всего	156,2	100	218 - 269	100
В том числе:				
ГЭС	95,8	61	117 - 122	54-45
ТЭС	60,4	39	101 - 147	46-55

\* включая экспорт в Монголию

Таблица 5 - Структура прироста производства электроэнергии в Восточной Сибири в период 2014-2030 гг.

Показатель	2014–2030 гг.	
	млрд кВт·ч	%
Прирост, всего	62–113	100
в том числе:		
ГЭС	21–26	35–23
ТЭС	41–87	65–77

*Исследования перспектив развития электроэнергетики Восточной Сибири, проведенные автором, показали, что широкомасштабный экспорт электроэнергии из региона возможен лишь при сооружении новых экспортных электростанций.*

*1. Оценка системной эффективности экспортных проектов с использованием оптимизационной модели развития электроэнергетики региона.*

В соответствии с предложенным в работе методическим подходом, представлена оценка сравнительной эффективности четырех проектов сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи из Восточной Сибири в Китай:

*Проект 1 – КЭС на ковыктинском газе на юге Иркутской области;*

*Проект 2 – КЭС на канско-ачинском угле (КАУ) в Красноярском крае;*

*Проект 3 -КЭС на угле в Республике Бурятия и Забайкальском крае (Олонь-Шибирская КЭС; Новая Харанорская КЭС);*

*Проект 4 – КЭС на мугунском угле в Иркутской области.*

Эти проекты рассматривались в работах: «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года», «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года», «Схема территориального планирования РФ в области энергетики до 2030 года», «Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года» и др. В них показаны потенциальные возможности экспорта российской электроэнергии из восточных регионов страны за счет строительства экспортно-ориентированных электростанций, но не дана системная оценка их практической реализации.

Основные технико-экономические показатели экспортных электростанций и линий электропередачи приведены в таблице 6. Одинаковыми показателями для всех

проектов были заданы: ЛЭП постоянного тока 500 кВ, пропускная способность одной цепи 3,3 ГВт, количество цепей ЛЭП 1 шт., собственные нужды и потери линейной части 2,5 %/1000км, количество подстанций 2 шт., собственные нужды и потери подстанций 0,6 %/шт., удельные капвложения в линейную часть 600 тыс. дол./км, удельные капвложения в подстанцию 100 млн. дол./шт.

Таблица 6 - Техничко-экономические показатели экспортных электростанций и линий электропередачи

Показатель	Проекты				
	1	2	3		4
	Ковыктинская КЭС	КЭС на КАУ	Олонь-Шибирская КЭС	Ново-Харанорская КЭС	Мугунская КЭС
<i>Электростанции</i>					
Установленная мощность, млн. кВт	3,2	3,2	2,4	0,8	3,2
Тип оборудования	ПГУ*	ССКП**	ССКП	ССКП	ССКП
КПД, %	55	45	45	45	45
Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	20,8	20,8	14,4	4,8	20,8
Удельный расход топлива, г у.т./кВт·ч	222	276	276	276	276
Вид топлива	газ	уголь бурый	уголь каменный	уголь бурый	уголь бурый
Удельные капиталовложения***, дол./кВт	1000	1600	1500	1600	1600
<i>ЛЭП</i>					
Длина трассы, км	1100	1860	380		1100

Примечание: \* - ПГУ (парогазовая установка, состоящая из паровой турбины 300 МВт двух газовых турбин мощностью 279 МВт); \*\* - ССКП (установка со супер-сверхкритическими параметрами пара); \*\*\* - здесь и далее в ценах 2014 г.

Расчеты проводились для четырех возможных вариантов сочетаний внешних условий развития электроэнергетики Восточной Сибири: умеренный и оптимистический сценарии уровней электропотребления в регионе (195-245 млрд кВт·ч) при низких и высоких ценах на топливо для электростанций. Прогнозируемые цены на топливо для электростанций по региональным энергосистемам (РЭС) Восточной Сибири приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Прогнозируемые цены\* на газ и уголь в Восточной Сибири в 2030 г., дол./т у.т.

РЭС	Газ		Уголь	
	Низкие цены	Высокие цены	Низкие цены	Высокие цены
Хакасская, Тывинская	-	-	40	55
Красноярская	115	150	40	55
Иркутская	115	155	45	60
Бурятская, Читинская	-	-	55	75

\* без учета инфляции

Расчеты на оптимизационной модели позволили для каждого экспортного проекта и при рассмотренных внешних условиях определить оптимальный состав энергетических объектов развития электроэнергетики Восточной Сибири и связанные с этим затраты на развитие электроэнергетики региона.

Исследования показали, в зависимости от внешних условий, сооружение экспортной электростанции может привести к заметному изменению структуры производства электроэнергии на электростанциях региона и затратам на развитие электроэнергетики региона. В результате, либо ЭЭС региона будет отдавать свои избытки электроэнергии на экспорт, либо экспортные электростанции – свои избытки в систему.

В таблице 8 это показано на примере сооружения КЭС на ковыктинском газе при двух рассмотренных вариантах сочетаний внешних условий развития ЭЭС Восточной Сибири в 2030 г.: вариант 1 - низкие уровни электропотребления и низкие цены на топливо (таблица 7); вариант 2 - высокие уровни электропотребления и высокие цены на топливо.

Таблица 8 - Структура производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири в 2030 году при сооружении КЭС на ковыктинском газе

Показатель	Условия развития ЭЭС региона					
	Вариант 1			Вариант 2		
	А	Б	$\pm \Delta$ (Б-А)	А	Б	$\pm \Delta$ (Б-А)
Электропотребление, млрд кВт·ч	194,7	194,7		245,5	245,5	
Поставки в другие районы, млрд кВт·ч	23,5	23,5		23,5	23,5	
Планируемый экспорт (Китай), млрд кВт·ч	-	16,0		-	16,0	
Производство, всего, млрд кВт·ч	218,2	234,2		269	285	
<i>в т.ч. ГЭС, всего</i>	<i>117,2</i>	<i>117,2</i>		<i>121,8</i>	<i>120,6</i>	<i>-1,2</i>
действующие	111,7	111,7		111,7	111,7	
новые	5,6	5,6		10,1	8,9	
из них: Нижнебогучанская ГЭС	-	-		3,3	3,3	
Тельмамская ГЭС	-	-		1,2	-	-1,2
<i>ТЭС, всего (без экспортных)</i>	<i>101</i>	<i>99,4</i>	<i>-1,6</i>	<i>147,2</i>	<i>147,2</i>	
действующие ТЭС	70,4	70,4		70,4	70,4	
новые ТЭС	30,6	29	-1,6	76,8	76,8	
из них: Байкальская КЭС на угле	-	-		19,3	19,3	
Березовская ГРЭС-1 (расш)	5,5	3,9	-1,6	26,9	26,9	
Харанорская ГРЭС (расш)	-	-		4,1	4,1	
Гусиноозерская ГРЭС (расш)	-	-		1,4	1,4	
<i>ТЭС экспортные, всего</i>	<i>0</i>	<i>17,6</i>	<i>1,6*</i>	<i>0</i>	<i>17,2</i>	<i>1,2*</i>
из них: Ковыктинская КЭС-ПГУ		17,6			17,2	

\* - в сравнении с планируемым экспортом

При этом для каждого варианта внешних условий развития ЭЭС региона:

- в столбце А - показана структура производства электроэнергии, обеспечивающая собственные потребности ЭЭС Восточной Сибири в электроэнергии и выдачу ее в соседние регионы, без сооружения экспортной КЭС;

- в столбце Б - структура производства электроэнергии в системе при сооружении экспортной КЭС на ковыктинском газе;

- в столбце  $\pm \Delta$  - показаны изменения, которые могут произойти в системе при сооружении экспортной электростанции.

Проведенные исследования показали, что в **варианте 1**, в случае экспорта электроэнергии в размере 16 млрд кВт·ч производство электроэнергии в Восточной Сибири с учетом поставок в Западную Сибирь увеличится до 234,2 млрд кВт·ч, при этом выработку на экспортной Ковыктинской КЭС при низких ценах на топливо целесообразно довести до 17,6 млрд кВт·ч, из них 16 млрд кВт·ч отправить на экспорт и 1,6 млрд кВт·ч выдать в ЭЭС Восточной Сибири. Это позволит снизить выработку на расширяемой Березовской ГРЭС-1 в Красноярском крае на 1,6 млрд кВт·ч. А также позволит сократить переток мощности и электроэнергии из Красноярского края в Иркутскую область на 0,3 ГВт /1,6 млрд кВт·ч (рисунок 4, рисунок 5).

Принципиальная схема перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири без сооружения экспортной электростанции представлена на рисунке 4. При сооружении КЭС на ковыктинском газе в Иркутской области в варианте 1 представлена на рисунке 5.

Дополнительные приведенные затраты на развитие электроэнергетики Восточной Сибири с учетом экспорта составят 975 млн. дол.



Рисунок 4 - Схема перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири без сооружения экспортной электростанции

В **варианте 2**, в случае экспорта электроэнергии в размере 16 млрд кВт·ч производство электроэнергии в Восточной Сибири с учетом поставок в Западную Сибирь увеличится до 285 млрд кВт·ч, при этом выработку на экспортной КЭС на ковыктинском газе при высоких ценах на топливо целесообразно довести до 17,2 млрд кВт·ч. Это позволит отказаться от строительства Тельмамской ГЭС (1,2 млрд кВт·ч) в Иркутской области.

Дополнительные приведенные затраты на развитие электроэнергетики Восточной Сибири с учетом экспорта составят 1150 млн. дол.

Далее в соответствии с предлагаемым методическим подходом строится матрица затрат на развитие ЭЭС Восточной Сибири (таблица 9).

В качестве коэффициентов матрицы выступают показатели, суммарных приведенных затрат на развитие электроэнергетики региона.

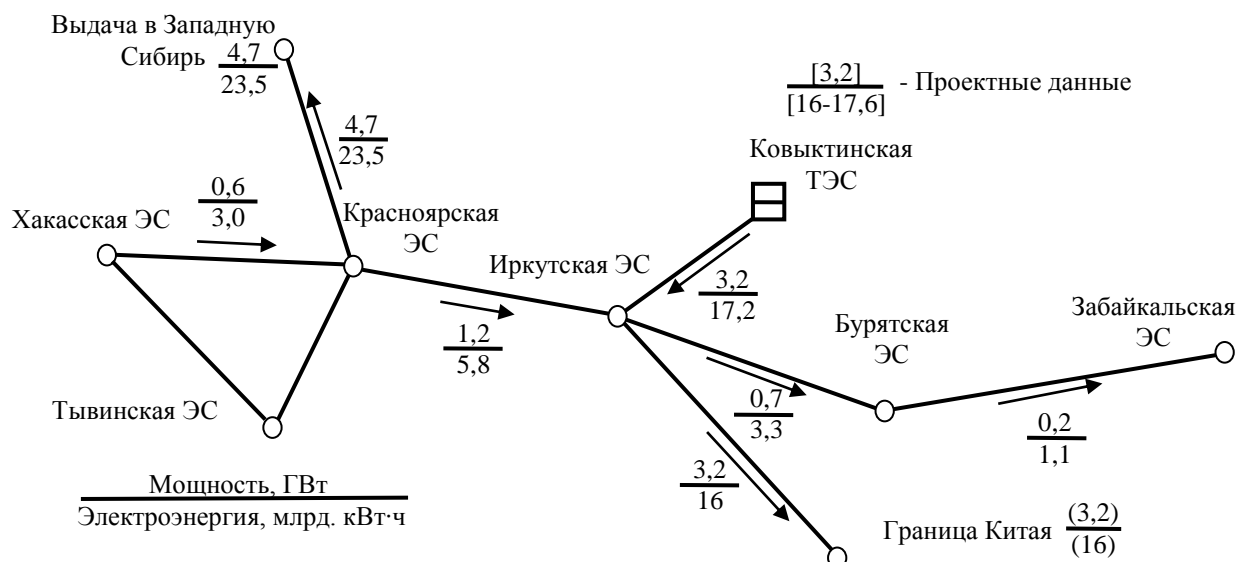


Рисунок 5 - Схема перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении КЭС на ковыктинском газе

Таблица 9 - Матрица затрат на развитие ЭЭС Восточной Сибири, млн. дол.

Проекты	Условия развития ЭЭС			
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
X <sub>1</sub>	7664	11127	9515	11061
X <sub>2</sub>	7821	11269	9567	11101
X <sub>3</sub>	7886	11362	9622	11198
X <sub>4</sub>	7691	11154	9489	11033

где, X<sub>1</sub>, X<sub>2</sub>, X<sub>3</sub>, X<sub>4</sub> – проекты сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи (Проект 1, Проект 2, Проект 3, Проект 4);

Вариант 1 - низкие уровни электропотребления, низкие цены на топливо;

Вариант 2 - высокие уровни электропотребления, высокие цены на топливо;

Вариант 3 - низкие уровни электропотребления, высокие цены на топливо;

Вариант 4 - высокие уровни электропотребления, низкие цены на топливо.

Для составления платежной матрицы затрат дополнительно введены промежуточные условия развития ЭЭС – Вариант 3 и Вариант 4.

На основании полученной матрицы затрат строится матрица экономических рисков (таблица 10), столбцы которой определяются сочетаниями внешних условий развития ЭЭС региона, а строки – полученными вариантами развития ЭЭС при рассмотренных проектах сооружения экспортных электростанций в регионе.

Таблица 10 - Матрица экономических рисков на развитие ЭЭС Восточной Сибири, млн. дол.

Проекты	Условия развития ЭЭС				Критерии*	
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Лапласа	Сэвиджа
X <sub>1</sub>	0	0	25,7	27,9	<b>13,4</b>	27,9
X <sub>2</sub>	157	141	77	68	111	157
X <sub>3</sub>	221	234	132	164	188	234
X <sub>4</sub>	27,6	26,9	0	0	13,6	<b>27,6</b>

\* в столбце отмечен лучший вариант по соответствующему критерию

Коэффициенты матрицы рисков рассчитываются как разность между минимальным значением и остальными значениями затрат в каждом столбце матрицы затрат.

На основании полученной матрицы рисков производится выбор проектов сооружения экспортных электростанций, наиболее предпочтительных с точки зрения принятых в работе критериев теории игр (Лапласа, Сэвиджа).

Исследования показали: совместное применение формальных критериев теории игр позволяет выявить два проекта сооружения экспортных электростанций (таблица 10), которые, с точки зрения применяемых критериев, можно считать равноэкономичными.

В данном случае наиболее предпочтительными являются: по критерию Лапласа (среднего риска) - Проект 1, предполагающий в качестве экспортной электростанции сооружение Ковыктинской КЭС на газе, по критерию Сэвиджа (минимаксного риска) – Проект 4 - при сооружении Мугунской КЭС на угле.

## *2. Оценка коммерческой эффективности экспортных проектов в Восточной Сибири для экспорта электроэнергии в Китай.*

Равноэкономичность выбранных выше экспортных проектов не делает окончательный выбор решения произвольным. Обязательное требование к выбираемому проекту – его практическая реализуемость.

В диссертационной работе, с использованием разработанной автором имитационной производственно-финансовой модели, дается оценка коммерческой эффективности отобранных на третьем этапе двух экспортных проектов и делается выбор из них окончательного проекта, предлагаемого к реализации.

При выборе окончательного проекта сооружения экспортных электростанций предпочтение отдается проекту, обеспечивающему минимальный тариф на экспортную электроэнергию в местах перехода границы экспортных линий электропередачи с Китаем. Тариф определяется как минимально приемлемая для экспортера (России) цена на электроэнергию (без учета акцизов и пошлин), которая компенсирует все эксплуатационные издержки (включая плату за выбросы CO<sub>2</sub>), инвестиционные затраты и обеспечивает получение приемлемой прибыли на вложенный капитал.

При расчетах минимальных тарифов приняты следующие исходные посылки:

- расчетный период службы электростанций составляет: для Ковыктинской КЭС на газе - 30 лет, для Мугунской КЭС на угле – 35 лет;
- расчетный период срока службы экспортной ЛЭП ±500 кВ – 25 лет;
- внутренняя норма доходности – 15%;
- источники финансирования – акционерный капитал;
- ставки налогов приняты по действующей в Российской Федерации системе налогообложения: налог на прибыль – 20 %;
- срок окупаемости КЭС – 18 лет;
- срок окупаемости ЛЭП – 15 лет;
- прогнозируемая цена на ковыктинский газ - 130-175 долл./1000 м<sup>3</sup>, на мугунский уголь - 23-30 долл./т

Для принятых исходных посылок расчетный тариф электроэнергии на границе с Китаем приведен в таблице 11.

Таблица 11 - Тариф на электроэнергию на границе с Китаем, цент/кВт·ч

Показатель	КЭС	
	Ковыктинская	Мугунская
<i>Тариф на приемном конце, всего</i>	7,9-8,8	10,1-10,6
В том числе:		
на генерацию	6,5-7,4	8,7-9,2
передачу	1,4	1,4

Из таблицы 11 видно, что проект сооружения экспортной КЭС на ковыктинском газе (на юге Иркутской области) с передачей электроэнергии по линии постоянного тока до границы с Китаем является более предпочтительным (по принятому критерию) по сравнению с проектом сооружения экспортной КЭС на мугунском угле в Иркутской области.

В диссертационной работе проводился анализ чувствительности на эффективность сооружения КЭС на Ковыктинском газе по сравнению с КЭС на Мугунском угле.

В качестве основных рисков, связанных с сооружением Ковыктинской (экспортной) электростанции, рассматриваются:

- неопределенность в оценке стоимости сооружения КЭС;
- неопределенность в показателях ожидаемой эффективности (срок окупаемости, внутренняя норма доходности проекта).

Исследования анализа чувствительности на тариф Ковыктинской КЭС производился при цене угля на Мугунской КЭС равной 45-60 дол./т у.т.

Проведенные исследования показали - сооружение КЭС на газе в Иркутской области будет предпочтительней по сравнению с КЭС на угле, если:

- удельные капиталовложения в КЭС на газе не превышают 1300 долл./кВт при прогнозируемой цене газа в регионе не выше 175 долл./1000 м<sup>3</sup>;
- срок окупаемости будет не меньше 11 лет;
- внутренняя норма доходности (ВНД) не превышает 22%.

**В заключении** приведены основные методические и практические результаты диссертационного исследования:

1. Выполнен анализ предлагаемых проектов экспорта электроэнергии из восточных регионов России в Китай, который показал, что их реализация носит долгосрочный характер и связана со значительной неопределенностью будущих условий развития электроэнергетики регионов, на территории которых эти проекты могут быть реализованы. В этих условиях принятие того или иного решения по экспортным проектам связано с рисками, поэтому задача минимизации рисков, является одной из очень важных. Для этого требуется комплексная оценка проектов экспорта электроэнергии.

2. Разработан методический подход для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития ЭЭС региона, позволяющий:

- а) с использованием разработанной автором оптимизационной модели исследовать область сбалансированных вариантов развития ЭЭС региона (в условиях неоднозначности внешних условий ее развития) и проектов сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи;

б) определить оптимальный состав энергетических объектов развития ЭЭС региона, необходимый для ее приспособления к различным внешним условиям и намечаемым экспортным проектам, и связанные с этим суммарные приведенные затраты;

в) на основе полученной информации построить матрицу затрат и матрицу экономических рисков и с помощью принятых критериев теории игр (Лапласа, Сэвиджа) сделать выбор наиболее эффективных (не различимых, с точки зрения принятых критериев) экспортных проектов;

г) с использованием разработанной автором имитационной производственно-финансовой модели дать оценку коммерческой эффективности экспортных проектов.

3. Проведена оценка системной эффективности четырех экспортных проектов в Восточной Сибири для экспорта электроэнергии в Китай: Ковыктинская КЭС на газе на юге Иркутской области; КЭС на канско-ачинском угле в Красноярском крае; КЭС на угле в Республике Бурятия и Забайкальском крае (Олонь-Шибирская КЭС; Новая Харанорская КЭС); КЭС на мугунском угле в Иркутской области. Проекты сооружения экспортных КЭС на ковыктинском газе и мугунском угле в Иркутской области с передачей электроэнергии по линии постоянного тока до границы Китая (район г. Забайкальска), являются более предпочтительными, по сравнению с другими рассмотренными проектами сооружения экспортных электростанций в Восточной Сибири.

4. Дана оценка коммерческой эффективности (реализуемости) выбранных экспортных проектов. При этом предпочтение отдается проекту, обеспечивающему минимальный тариф на экспортную электроэнергию: КЭС на ковыктинском газе.

5. Выполнен анализ чувствительности на эффективность сооружения КЭС на Ковыктинском газе, по сравнению с КЭС на Мугунском угле. Анализ показал, что сооружение КЭС на ковыктинском газе в Иркутской области будет предпочтительней, по сравнению с КЭС на мугунском угле, если:

- а) удельные капиталовложения в КЭС на газе не превысит 1300 долл./кВт;
- б) срок окупаемости будет не меньше 11 лет;
- в) внутренняя норма доходности (ВНД) не превысит 22%.

#### **По теме диссертации опубликованы следующие работы:**

*а) Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:*

1. Лагерев А. В., Ханаева В. Н., Смирнов К. С. Об обеспечении возможного экспорта электроэнергии из России в Китай. // «Энергетик» №11 2009, с. 4-6.

2. Лагерев А. В., Ханаева В. Н., Смирнов К. С. Приоритеты и перспективы развития электроэнергетики на Востоке России. «Регион: экономика и социология». Спецвыпуск 2010, С. 123-138.

3. Лагерев А. В., Ханаева В. Н., Смирнов К. С. Приоритеты и перспективы развития электроэнергетики Восточной Сибири. // «Энергетик» №8 2011, с. 2-7.

4. Лагерев А. В., Ханаева В. Н., Смирнов К. С. Перспективы развития электроэнергетики Дальнего Востока. // «Энергетик» №11 2011, с. 17-21.

5. Лагерев А. В., Смирнов К. С. Методический подход для оценки сравнительной эффективности экспортных проектов электроэнергии. // Известия РАН. Энергетика. 2014. №4. С. 15-26.

6. Лагерев А. В., Смирнов К. С. Сравнительная эффективность проектов экспорта электроэнергии // «Пространственная экономика» №2 2014, С. 93-105.

7. Смирнов К. С. Методический подход к комплексной оценке реализации проектов экспорта российской электроэнергии // Вестник Иркутского государственного технического университета, 2017 – № 9 – С. 185-190.



*б) Другие издания:*

8. Смирнов К. С. Исследование сравнительной (эколого-экономической) эффективности сооружения новых ГЭС и КЭС в Республике Саха (Якутия) при неоднозначности исходных данных // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции. Иркутск: ИрГТУ, 2009, С. 413-418.

9. Смирнов К. С. Оценка влияния платы за выбросы CO<sub>2</sub> на тариф при экспорте электроэнергии // Сб. трудов молодых учёных ИСЭМ СО РАН «Системные исследования в энергетике». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010. – Вып. 40. – С. 241-246.

10. Смирнов К. С. Оценка эффективности крупномасштабного экспорта электроэнергии из Восточной Сибири с использованием оптимизационной модели развития электроэнергетики региона // Сб. трудов молодых учёных ИСЭМ СО РАН «Системные исследования в энергетике». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011. – Вып. 41. – С. 154-161.

11. Смирнов К. С. Оценка эффективности экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в рамках развития электроэнергетики региона // Сб. трудов шестой Всероссийской научно-технической конференции с международным участием, в 2 томах «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов». – Благовещенск: АмГУ, 2011. – Том I. – С. 67-72.

12. Смирнов К. С. Методический подход для оценки сравнительной эффективности вариантов экспорта электроэнергии и результаты исследования // Сб. трудов молодых учёных ИСЭМ СО РАН «Системные исследования в энергетике». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2012. – Вып. 42. – С. 162-170.

13. Смирнов К. С. Методический подход для оценки сравнительной эффективности вариантов экспорта электроэнергии в увязке с развитием электроэнергетики региона // Сб. трудов седьмой Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов». – Благовещенск: АмГУ, 2013. – С. 359-363.

14. Смирнов К. С. Оценка сравнительной эффективности вариантов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередач // Молодые ученые - Хабаровскому краю: материалы XVI краевого конкурса молодых ученых и аспирантов, Хабаровск, 17-24 января 2014 г. - Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та. - С. 137-143.

15. Смирнов К. С. Оценка влияния факторов риска на коммерческую эффективность сооружения экспортно-ориентированных электростанций в Восточной Сибири // Молодые ученые - Хабаровскому краю: материалы XVII краевого конкурса молодых ученых и аспирантов, Хабаровск, 15-23 янв. 2015 г. - Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та. – С. 30-36.

16. Смирнов К. С. Оценка сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона: методический подход и результаты // Сб. трудов молодых учёных ИСЭМ СО РАН «Системные исследования в энергетике». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. – Вып. 46. – С. 129-137.

17. Смирнов К. С. Методический подход для оценки влияния факторов риска на эффективность экспортных проектов электроэнергии и результаты исследования // Электроэнергетика глазами молодежи-2016: материалы VII Международной научно-технической конференции, 19 – 23 сентября 2016 г., Казань. – В 3 т. Т. 3. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2016. – С. 297-300.

18. Лагерев А.В., Смирнов К.С., Ханаева В.Н. Оценка эффективности перспективных проектов экспорта электроэнергии из Байкальского региона // Электроэнергетика Байкальского региона: проблемы и перспективы: материалы Всероссийской научно-практической конференции (Улан-Удэ – с. Горячинск, 10-12 июня 2016 г.): электронная версия. – Улан-Удэ: БНЦ СО РАН, 2016. ISBN 978-5-7925-0436-3. С. 11-17.

19. Смирнов К. С. Комплексная оценка сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона // Сб. трудов молодых учёных ИСЭМ СО РАН «Системные исследования в энергетике». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – Вып. 47. – С. 75-85.

20. Смирнов К. С. Методический подход для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VIII Международной научно-технической конференции, 02 – 06 октября 2017, Самара. – В 3 т. Т 3. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – С. 90-93.