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

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук
Лагерев Анатолий Владимирович

Иркутск – 2017

Содержание

Введение……. 4

Глава 1. Особенности и предпосылки для экспорта электроэнергии из восточных регионов России…… 12

1.1. Обзор предлагаемых крупномасштабных проектов экспорта электроэнергии из восточных регионов России…….. 12

1.1.1. Китай…… 13

1.1.2. Япония……..…… 17

1.1.3. Республика Корея….……..…… 19

1.1.4. Монголия...……..…… 20

1.2. Анализ энергетического рынка Китая. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики Китая в период до 2030 г. Потребление первичных энергоресурсов в Китае. …….. 23

1.2.1. Потребление первичных энергоресурсов Китая ……. 23

1.2.2. Современное состояние электроэнергетики Китая ……...……. 25

1.2.3. Прогноз экономики и энергопотребления……...…. 28

1.2.4. Перспективы развития электроэнергетики Китая…...……...…. 32

1.2.5. Развитие генерирующих мощностей ……..……...…. 37

1.2.6. Линии электропередачи ……...……. 40

1.2.7. Тарифы на электроэнергию ……...……... 42

Глава 2. Методы и модели для выбора наиболее эффективных проектов экспорта электроэнергии в регионе…… 45

2.1. Отечественный и зарубежный опыт при разработке моделей для исследования перспектив развития электроэнергетических систем…… 45

2.1.1. Модели общеэнергетических систем (модели энергетических комплексов)……. 45

2.1.2. Специализированные модели электроэнергетических систем….. 54

2.2. Методический подход для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона…… 55

2.2.1. Формирование основных принципов оценки эффективности проектов экспорта электроэнергии…….. 56

2.2.2. Описание методического подхода……... 57

2.3. Описание математических моделей…..……. 62

2.3.1. Оптимизационная модель развития электроэнергетической

системы Восточной Сибири…….. 62

2.3.2. Имитационная модель для оценки коммерческой эффективности проектов экспорта электроэнергии…… 70

Глава 3. Исследование сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай……. 76

3.1. Современное состояние и приоритеты развития электроэнергетики Восточной Сибири …… 76

3.2. Перспективные направления развития электроэнергетики Восточной Сибири в период до 2030 г. ……... 83

3.3. Оценка сравнительной эффективности возможных проектов экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай …… 92

3.3.1. КЭС на ковыктинском газе…… 95

3.3.2. КЭС на канско-ачинском угле в Красноярском крае…… 97

3.3.3. КЭС на угле в Республике Бурятия и Забайкальском крае…… 99

3.3.4. КЭС на мугунском угле ……..…… 101

3.4. Оценка коммерческой эффективности проектов экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай …….. 104

3.5. Анализ чувствительности факторов риска на эффективность сооружения экспортной КЭС на ковыктинском газе…… 106

Заключение…… 112

Список используемой литературы…… 114

Приложение 1……. 125

Приложение 2……. 129

Приложение 3……. 132

Введение

Актуальность темы.

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 [1,2,3].

Сооружаемые для этого трансграничные линии электропередачи могут использоваться как для экспорта электроэнергии из России, так и для объединения электроэнергетических систем 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 сложных задач.

Для принятия обоснованных решений в этих направлениях необходимо проведение детального и всестороннего анализа 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 и их реализация (от стадии проектирования до строительства

станции) носит долговременный 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 [1,4-7], С. В. Подковальникова [1,4-8], В.А. Савельева [1,6,8], Ю.Н. Руденко, Н.И. Воропая, В.В. Ершевича [9], Л.Ю. Чудиновой [1,7,8], И.М. Волькенау [10], Л.Д. Хабачева [10,11], В.Л. Лихачева [12] и др. К данной проблеме проявляли интерес и зарубежные ученые: S.S. Lee, Y.C. Kim, M. Osawa, S.I. Moon [13], Y. S. Jang [14], J.Y.Yoon, D.W. Park [15] и др.

Изучению проблем развития энергетических систем в условиях неопределенности (неоднозначности исходной информации) посвящены работы Л.А. Мелентьева [16,17], А.А.Макарова [18-20], Л.С. Беляева [1,21-23], А.Н. Зейлигера [10,11], Б.Г. Санеева [24,25], В.А. Смирнова [26], Л.М. Шевчук [27,28] 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 проектов экспорта электроэнергии 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 проектов экспорта электроэнергии 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 для оценки коммерческой эффективности проектов экспорта электроэнергии.

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 в 7 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.

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.

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.

В третье главе показано современное состояние и приоритеты развития электроэнергетики Восточной Сибири. Приводятся результаты исследования по перспективным направлениям развития электроэнергетики Восточной Сибири до 2030 г. и выбору в регионе наиболее экономически эффективных экспортных проектов для крупномасштабного экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай.

В заключении приведены основные методические и практические результаты диссертационного исследования.

Глава 1. Особенности и предпосылки для экспорта электроэнергии из восточных регионов России

1.1 Обзор предлагаемых крупномасштабных проектов экспорта электроэнергии из восточных регионов России

В настоящее время Россия имеет межгосударственные электрические связи (МГЭС) со многими странами ближнего и дальнего зарубежья. Практически все эти связи были созданы ещё в бытность СССР, но после его распада оказались частично прерваны. Основными импортерами российской электроэнергии были и остаются Финляндия, Китай, Литва, Беларусь, Украина, Казахстан (таблица. 1.1). Небольшие объемы электроэнергии передаются из России в Южную Осетию, Азербайджан, Грузию и Монголию [2,29]. За последние несколько лет в разы увеличился экспорт в Китай.

Таблица 1.1 - Экспорт электроэнергии из России (2015 г.) [30]

Страна	Экспорт	
	млн. кВт·ч	%
Финляндия	3383	19,3
Китай	3299	18,9
Литва	2995	17,1
Беларусь	2815	16,1
Украина	2462	14,1
Казахстан	1542	8,8
Грузия	511	2,9
Монголия	284	1,6
Южная Осетия	146	0,8
Азербайджан	55	0,3
Всего	17492	100

В настоящее время из восточных регионов России существуют межгосударственные электрические связи для экспорта электроэнергии в Монголию и в приграничные районы Китая (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Характеристика МГЭС России в восточноазиатском направлении (2015г.) [30]

Страна	Число ЛЭП, шт.	Напряжение, кВ	Экспорт электроэнергии, млн. кВт·ч
Монголия	3	110, 220	284
Китай	3	110, 220, 500	3299

1.1.1. Китай

Впервые сооружение крупномасштабной электропередачи из восточных районов Восточной Сибири 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. В середине 90-х годов было разработано предварительное технико-экономическое обоснование (ТЭО) линии электропередачи напряжением ±600 кВ [31]. Однако дальнейшие работы были отложены (по инициативе китайской стороны) ввиду снижения темпов роста электропотребления в Китае после финансового кризиса в АТР в 1998 г. К тому же в результате переговоров не были достигнуты приемлемые для обеих сторон договоренности в экспортной цене на электроэнергию из России.

В 2005 г. по договору с АО «Энергосетьроект» в Институте систем энергетики СО РАН была выполнена НИР «Комплексный технико-экономический анализ вариантов экспорта электроэнергии из России в Китай» [32]. В результате был проведен комплексный анализ четырех проектов сооружения экспортных электростанций для двухэтапного экспорта

электроэнергии в Китай. На первом этапе (с 2012 г.) в объеме 6 ГВт и 30 ТВт·ч из ОЭС Сибири и на втором этапе (с 2020 г.) дополнительно 6 ГВт и 30 ТВт·ч из ОЭС Востока.

В качестве экспортных электростанций в Сибири рассматривались Ковыктинская ТЭС на газе, Харанорская, Гусиноозерская, Березовская ТЭС на угле, на Дальнем Востоке – Приморская АЭС, Ургальская и Свободненская ТЭС на угле и Учурские ГЭС.

Из рассмотренных проектов в Восточной Сибири наиболее эффективным по капиталовложениям и по величине экспортного тарифа оказался проект, в котором предусматривалось сооружение Ковыктинской ТЭС (4-5 ГВт) в Иркутской области с максимально возможным использованием мощностей действующих электростанций региона, на Дальнем Востоке – сооружение Свободненской ТЭС, Средне-Учурской и Учурской ГЭС. Экспортный тариф на приемном конце (г. Шэньян) при экспорте электроэнергии из Восточной Сибири оценивался в 6,6-7,2 цент./кВт·ч, с Дальнего Востока – в 8-9 цент./ кВт·ч.

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 (таблица 1.3).

Таблица 1.3 - Производство и потребление электроэнергии на территории Северо-Восточного Китая, млрд. кВт·ч [33]

Провинция	**2000 г.**			**2015 г.**		
	Производство	Потребление	Дефицит (-) Избыток (+)	Производство	Потребление	Дефицит (-) Избыток (+)
Ляонин	65	80	-15	162	198	-36
Цзилинь	31	30	1	70	65	5
Хэйлунцзян	43	40	3	89	87	2
Всего	**139**	**150**	**-11**	**321**	**350**	**-29**

В 2009 г., в рамках приграничной торговли, объем экспорта электроэнергии с Дальнего Востока в Китай составил 850 млн. кВт·ч, в 2010 году он увеличился

до 980 млн. кВт·ч. В 2012 г. в эксплуатацию введена ЛЭП 500 кВ (ПС Амурская - Госграница), которая позволяет обеспечить объем экспорта электроэнергии до 6 млрд. кВт·ч в год.

В перспективе восточные регионы России (Восточная Сибирь, Дальний Восток) могут стать крупнейшими поставщиками электроэнергии, как в Китай, так и в другие страны АТР.

Генеральной схемой развития и размещения объектов электроэнергетики России до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г. (одобрена в мае 2010 г.) [34] для крупномасштабных поставок электроэнергии из России в КНР предлагалось сооружение трех ТЭС на угле в Восточной Сибири (рисунок 1.1) [35] и ТЭС на угле на Дальнем Востоке [36].

Для крупномасштабных поставок электроэнергии из Восточной Сибири в Китайскую Народную Республику в соответствии с этим документом предполагается построить три новые ТЭС (Олонь-Шибирскую ГРЭС в Республике Бурятия, Татауровскую и Новую Харанорскую ГРЭС в Забайкальском крае) и соорудить три линии электропередачи (таблица 1.4 и 1.5).

Таблица 1.4 - Технико-экономические показатели экспортных ТЭС [35]

Наименование	Установленная мощность, млн кВт	Отпускаемая электроэнергия, млрд кВт·ч	Суммарные капиталовложения, млрд дол. США
Олонь-Шибирская, Татауровская, Харанорская ТЭС	6	36	7,6

Принятый согласно Генеральной схеме развития и размещения объектов до 2020 г., суммарный ввод генерирующих мощностей составлял по проекту 6 ГВт, общая длина сооружаемых ЛЭП – 2250 км. Стоимость проекта оценивалась в 12 млрд дол. США. В результате реализации проекта предполагалось, что экспорт электроэнергии в Китай к 2020 г. достигнет 34 млрд кВт·ч (на отправном конце).

ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» разработала программу сотрудничества России и Китая в области экспорта электроэнергии [37]. Программой предусматривалось

строительство объектов генерации на территории восточных регионов России общей мощностью 10 – 12 ГВт, а также ЛЭП переменного и постоянного тока для экспорта электроэнергии в объеме 60 млрд. кВт·ч в год.

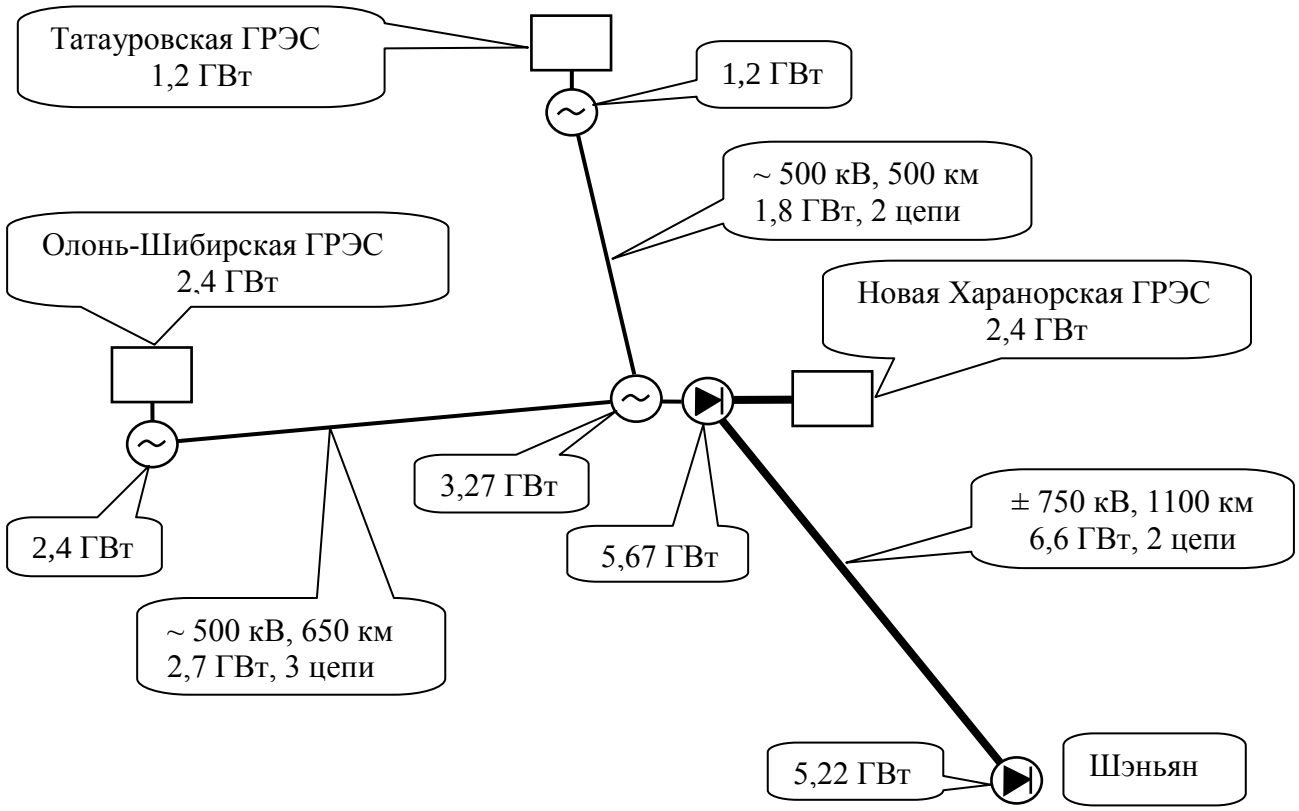


Рисунок 1.1 - Схема экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай [35]

Таблица 1.5 - Технико-экономические показатели экспортных ЛЭП [35]

Наименование	Длина, км	Напряжение, кВ	Пропускная способность, млн кВт	Передаваемая электроэнергия, млрд кВт·ч	Стоимость, млрд. дол.
Олонь-Шибирская – Новая Харанорская	650	~500 3-х цепная	2,7	14,4	0,76
Татауровская –Новая Харанорская	500	~500 2-х цепная	1,8	7,2	0,42
Новая Харанорская –Шэньян (КНР)	1100	±750 2-цепная	6,6	34,0	3,12
Итого:	2250				4,3

Программа включает три этапа реализации проектов.

На первом этапе предполагается передача электроэнергии по ЛЭП переменного тока 500 кВ из сетей Дальнего Востока в сети провинции Хэйлунцзян с использованием вставки постоянного тока на территории Китая (мощность передачи от 600 до 750 МВт, годовой объем до 4,5 млрд. кВт·ч).

В рамках первого этапа предусматривается строительство новых электростанций на Дальнем Востоке (ПГУ мощностью 400-500 МВт в г. Хабаровске, расширении Благовещенской ТЭЦ блоком мощностью 110 МВт).

На втором этапе - передача электроэнергии по ЛЭП постоянного тока ± 500 кВ с Дальнего Востока в китайскую провинцию Ляонин мощностью 3000 МВт и годовым объемом до 18 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе - передача электроэнергии по ЛЭП постоянного тока ± 800 кВ (или 2-м ЛЭП напряжением ±600кВ) из Восточной Сибири в район г. Пекин и в сети провинции Ляонин, мощностью до 6400 МВт и годовым объемом до 38,4 млрд. кВт·ч.

Перечень генерирующих и электросетевых объектов второго и третьего этапов, а также их технико-экономические параметры должны быть определены по результатам совместно разработанного с китайской стороной ТЭО.

1.1.2. Япония

В декабре 1998 года РАО «ЕЭС России» подписало с фирмой «Марубени корпорейшен» Протокол о сотрудничестве в области электроэнергетики, в котором предусмотривалось выполнение ТЭО «Энергомоста Сахалин – Япония». В сентябре 2000 года была закончена разработка технической части ТЭО, а в октябре экономической.

Реализация проекта намечалась в два этапа:

I этап. Строительство ПГУ мощностью 4000 МВт на о. Сахалин (пос. Вахрушев) и сооружение электропередачи в район Токио. В качестве топлива предлагается использовать природный газ, добываемый на Сахалинском шельфе;

II этап. Строительство ТЭС мощностью 2000 МВт на о. Сахалин в районе г. Шахтерска. В качестве топлива предлагается использовать уголь, который будет добываться на двух новых угледобывающих предприятиях - на шахте “Лермонтовская” (1,5 млн.т) и на разрезе “Солнцевский” (2,0 млн.т).

Передачу электроэнергии предполагается осуществлять по подводному кабелю и воздушным линиям общей протяженностью 1600 км.

В случае реализации обоих этапов проекта объем экспорта может составить порядка 35 млрд. кВт·ч в год.

В настоящее время продолжают изучаться условия и возможности по реализации проекта энергомоста с Сахалина в Японию (Russia-Japan power Bridge).

После катастрофы с АЭС “Фукусима” 2011 года и последовавшего в 2013 году выключения всех атомных реакторов, Япония встала перед проблемой нехватки генерации электроэнергии для собственных нужд [38].

На долю атомных электростанций в 2011 году в Японии приходилось около 30% всей генерации, заделать “брешь” такого размера за счет угля, газа, ВИЭ не получается вот уже несколько лет. Электроэнергия для промышленности подорожала на 30%, для населения – на 20%. Если в 2010 году Япония импортировала 94,5 млрд кубометров природного газа (в пересчете из сжиженного), то в 2013 ей пришлось закупать уже 119 млрд кубометров, рост составил 27%. С этим связано и региональное повышение цены на СПГ во всем регионе, который наблюдался и наблюдается до сегодняшнего времени. Вместе с ростом цены на электроэнергию дорожает и продукция промышленности, в результате экономика Японии из профицитной стала дефицитной. Конечно, ситуация в энергетической отрасли Японии заслуживает отдельного рассмотрения, но, если коротко, то реальность достаточно сурова: без поставок электроэнергии, без энергомоста из России перспективы островного государства выглядят крайне удручающе.

Разделенный на несколько этапов, проект предусматривает сначала передачу электроэнергии, вырабатываемой за счет расширения уже

существующих на острове Сахалин электростанций, на втором этапе – добавление электроэнергии, вырабатываемой на материковой части Дальнего Востока, на третьем – добавление электроэнергии сибирских ГЭС.

1.1.3. Республика Корея

В июне 2009 г. между ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и компанией КЕПКО (Республика Корея) подписан Меморандум о взаимопонимании в области электроэнергетики, предусматривающий взаимодействие по Проекту торговли электроэнергией между Российской Федерацией и Республикой Корея, и о совместной реализации проектов строительства объектов генерации на территории Российской Федерации и третьих стран [39].

ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» рассматривало возможность реализации проекта по поставке электроэнергии из России в Республику Корея через территорию КНДР на основе объединения энергосистем через линию электропередачи постоянного тока «Дальний Восток - Корейская Народно-Демократическая Республика – Республика Корея» (рисунок 1.2)

Работа над проектом была приостановлена по ряду объективных причин, в том числе и по причине осложнения политической обстановки на Корейском полуострове. В настоящее время изучаются возможности продолжения работы по дальнейшей подготовке проекта.

Вместе с тем, КЕПКО выразила заинтересованность в сотрудничестве при строительстве новых генерирующих мощностей на территории Дальнего Востока Российской Федерации. Возможность такого участия корейской стороны в настоящее время также изучается. При этом новые генерирующие мощности можно рассматривать как источник электроэнергии для экспортных поставок.

В случае подтверждения от КНДР и Республики Корея в их заинтересованности в продолжение совместной реализации проекта, планируется возобновление работы.

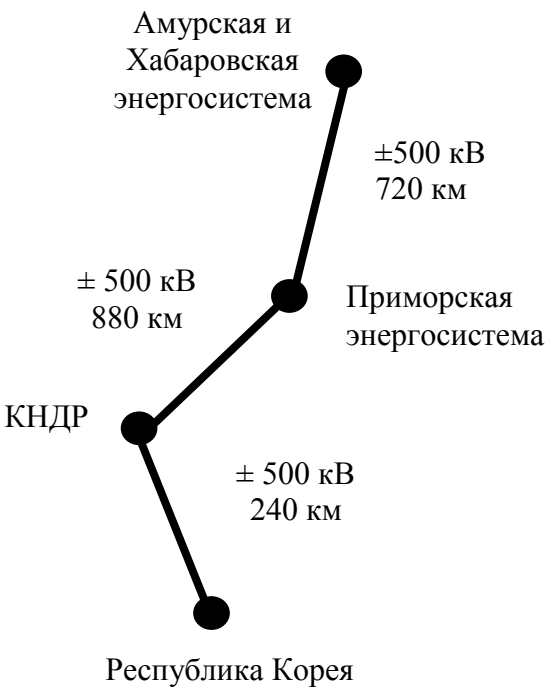


Рисунок 1.2 - Расчетная схема межгосударственного энергообъединения «Дальний Восток - Корейская Народно-Демократическая Республика – Республика Корея» [1,22]

В ходе Петербургского международного экономического форума 2015 года, глава «Россетей» Олег Бударгин сообщил, что создана рабочая группа, которая рассчитывает точки подключения, график поставки электроэнергии в Южную Корею. Экспорт электроэнергии из РФ в Южную Корею на первом этапе работы энергомоста составит 4 ГВт. [40]

1.1.4. Монголия

В настоящее время экспорт электроэнергии из России в Монголию осуществляется в основном в целях балансирования центральной энергосистемы Монголии по мощности (около 200-250 млн. кВт·ч в год), покрытия пиковых нагрузок потребления.

Более низкий объем экспорта (около 50 млн. кВт·ч в год) приходится на западный регион Монголии, который характеризуется отсутствием крупных промышленных потребителей и незначительной численностью населения.

Как любое государство, Монголия стремится к энергетической независимости, в том числе и электроэнергетической. В этой связи Правительство Монголии намерено в ближайшие годы осуществить строительство (с привлечением иностранных инвестиций) ТЭЦ-5 мощностью 450 МВт в г. Улан-Баторе. В случае строительства ТЭЦ-5 объем экспорта электроэнергии из России в Монголию может существенно снизиться (до 50-60 млн. кВт·ч. в год в западный регион) [41].

В настоящее время завершена оценка окружающей среды в долине реки Холийн гол, где будет располагаться новая электростанция. Также сформированы 3 рабочие группы для разработки планов проведения дальнейших работ по транспортировке угля, подачи технической воды, пепельных отходов, строительства инженерных строений, необходимых для доставки электроэнергии конечному потребителю и т.д.

Существенное увеличение экспорта электроэнергии из России в Монголию в ближайшие годы (5-7 лет) возможно при условии:

1) Строительства на территории Монголии ЛЭП 220 кВ, соединяющей центральную и восточную энергосистемы Монголии (восточная энергосистема начинает испытывать дефицит в электроэнергии и мощности), вместо строительства ТЭЦ в восточном регионе (г. Чойбалсан);.

2) Строительства на территории Монголии ЛЭП 220 кВ от г. Улан-Батор до планируемого к разработке угольного месторождения Таван Толгой, вместо строительства инфраструктурной ТЭС на месторождении.

3) Модернизации и реконструкции совместного монголо-российского предприятия АО «Улан-Баторская железная дорога», одним из ключевых положений которой является перевод дороги с тепловой тяги на электрическую (электрификация). Российская сторона может выступать в качестве надежного поставщика электроэнергии при реализации данного проекта.

Монголия планирует построить три гидроэлектростанции (ГЭС) недалеко от Байкала [42]. Работа этих предприятий, по мнению экспертов, может серьезно сказаться на экологии Бурятии и озера в частности.

В районе реки Селенги, которая обеспечивает значительный (80 %) приток воды в Байкал, Монголия планирует построить три ГЭС: первую мощностью 245 МВт — на самой Селенге, вторую — на ее притоке Орхоне (мощностью 100 МВт), и третью — на притоке Эгийн-голе (мощностью 220 МВт).

А также, есть международный проект «Гоби ТЭК» по созданию в пустыне Гоби солнечных и ветровых электростанций. Потенциал вырабатываемой энергии огромен, потому что в Монголии много солнца и ветра. К этому проекту проявляет интерес и Россия, и Монголия, и Китай.

Кроме выше рассмотренных проектов в настоящее время на стадии исследований находятся проекты экспорта электроэнергии в страны АТР разрабатываемые на базе сооружения Тугурской ПЭС в Хабаровском крае [43], Южно-Якутского ГЭКа в Республике Саха (Якутия) [44], Шилкинской (Транссибирской) ГЭС в Забайкальском крае [45], Мокской ГЭС в Республике Бурятия [46].

Реализация проектов экспорта электроэнергии из восточных регионов в страны АТР позволит:

1. Стимулировать экономическое развитие Восточной Сибири и Дальнего Востока.

2. Получить инвестиции в строительство новых и модернизацию существующих электрических сетей и электростанций.

3. Использовать при строительстве экспортных объектов электроэнергетики передовые технологии.

4. Укрепить внешнеторговый баланс РФ.

5. Создать новые рабочие места в Восточной Сибири и Дальнем Востоке.

6. Повысить эффективность работы электростанций, оптимизировать режимы и повысить надежность работы ОЭС Сибири и ОЭС Дальнего Востока.

1.2. Анализ энергетического рынка Китая. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики Китая в период до 2030 г. Потребление первичных энергоресурсов в Китае.

Анализ энергетического рынка Китая осуществляется путем обзора международной литературы: Управление по энергетической информации, входящим в Министерство энергетики США [47], Международное энергетическое агентство [48,49], Статистический обзор мировой энергетики British Petroleum [50, 51], Китайский статистический сборник [33].

1.2.1. Потребление первичных энергоресурсов Китая

В течение последних 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 %) [51].

Доминирующую роль в структуре потребления энергоносителей в Китае играет уголь (65%) - рисунок 1.3.

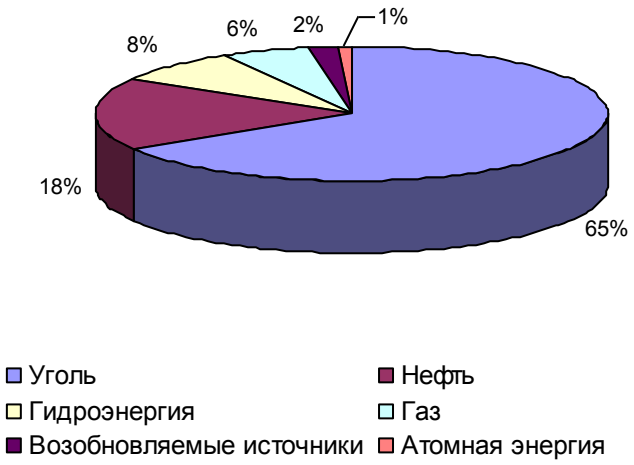


Рисунок 1.3 - Структура потребления первичных энергоресурсов в Китае (2015 г.) [51]

На долю нефти приходится 18% в энергобалансе КНР. В 2015 году Китай занимает 5-е место в мире по объему добычи нефти (4,31 миллионов баррелей в день), уступая США (12,7 миллионов баррелей в день), Саудовской Аравии (12,01 миллионов баррелей в день), России (10,98 миллионов баррелей в день) и Канаде (4,39 миллионов баррелей в день) [51]. Это говорит о большом значении нефти для развития национальной экономики, а также о том, что нефть является надежным средством включения Китая в мировое хозяйство. Однако при росте объемов добываемой нефти потребности в ней растут еще быстрее.

Природный газ занимает в энергобалансе Китая скромное место (6%), но ему отводится важная роль в решении энергетических проблем страны в обозримой перспективе. Китайская национальная нефтегазовая корпорация намерена активизировать поисково-разведочные работы с целью значительного увеличения разведанных запасов газа. Но даже в этом случае собственной сырьевой базы Китая будет недостаточно для обеспечения быстрорастущих внутренних потребностей.

Таким образом, структура энергопотребления Китая отличается тем, что в ней значительную долю составляет уголь (65 %), один из самых экологически вредных видов топлива по загрязнению атмосферы окислами азота, серы и выбросами CO_2 в стране.

Национальная политика по самообеспечению энергией, проводимая китайскими властями в течение длительного времени, привела к тому, что количественные и структурные характеристики потребления энергоресурсов следовали сложившимся тенденциям производства энергоресурсов в стране.

Учитывая вышесказанное, можно предположить, что даже при прекращении импорта энергоносителей китайской экономике не грозит коллапс, как, например, экономике большинства европейских стран или Японии в сходной ситуации. Коэффициент самообеспечения Китая энергоносителями в 2007 г. достиг 90% и последующие годы постоянно сохраняется на этом уровне [52]. Однако высокие темпы развития экономики, ускоряющийся процесс урбанизации, рост уровня жизни населения – могут привести в обозримом будущем к недостатку

энергоресурсов в стране, в связи с чем, Китай будет вынужден в больших количествах закупать электроэнергию из соседних стран.

1.2.2. Современное состояние электроэнергетики Китая

За 25 летний период (с 1990 г. по 2015 г.) производство электроэнергии в Китае выросло с 621 млрд.кВт·ч до 5860 млрд.кВт·ч или в 9,4 раза (со среднегодовым темпом роста 9,6% за рассматриваемый период). В настоящее время Китай занимает первое место в мире по производству электроэнергии: в 2015 году было произведено 5860 млрд.кВт·ч (второе место у США – 4297 млрд.кВт·ч) [51].

Баланс электроэнергии в Китае в период 2000-2015 гг. приведен в таблице 1.6. Из таблицы следует, что выработка электроэнергии за период 2000-2015 гг. возросла более чем в 4 раза. В структуре производства преобладают тепловые электростанции: в 2015 г. на них было произведено 4373 млрд. кВт·ч электроэнергии, что составило 75% от всего производства электроэнергии в стране, на долю ГЭС и АЭС приходилось, соответственно, 19 % и 3 %. На долю нетрадиционных ВЭС – 3% (рисунок 1.4)

Таблица 1.6 - Баланс электроэнергии в Китае, млрд. кВт·ч [53]

Показатель	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Электропотребление	**1347,3**	**2494,1**	**4193,6**	**5847**
Выработка, всего	1355,6	2500,3	4207,2	5860
в том числе ГЭС	222,4	397,0	722,2	1130,3
ТЭС	1114,2	2047,3	3331,9	4373,1
АЭС	16,7	53,1	73,9	170,8
ВЭС			44,6	185,8
Импорт	1,55	5,01	5,55	6,21
Экспорт (-)	9,88	11,19	19,06	18,65

В последние 15 лет экспорт электроэнергии увеличился с 9,9 млрд. кВт·ч в 2000 г. до 18,7 млрд. кВт·ч в 2015 г.. При этом импорт электроэнергии за рассматриваемый период возрос с 1,5 млрд. кВт·ч до 6,21 млрд. кВт·ч. В 2010 г. экспорт из России в Китай составил 0,983 млрд.кВт·ч, в 2011 г. – 1,239

млрд.кВт·ч, в 2012 г. экспорт увеличился до 2,6 млрд. кВт·ч [54], а в 2015 г. уже составил 3,3 млрд. кВт·ч [30].

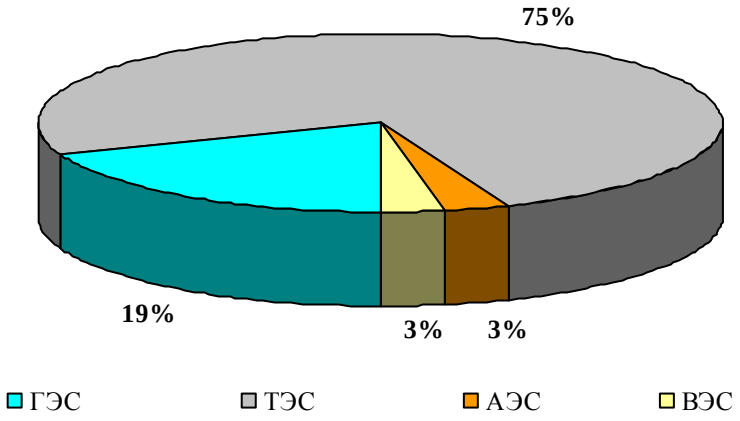


Рисунок 1.4 - Структура выработки электроэнергии в Китае в 2015 г. [53]

Динамика потребления электроэнергии в Китае с 2000 г. по 2015 г. показана на рисунке 1.5. За рассматриваемый период рост электропотребления составил более чем в 4 раза.

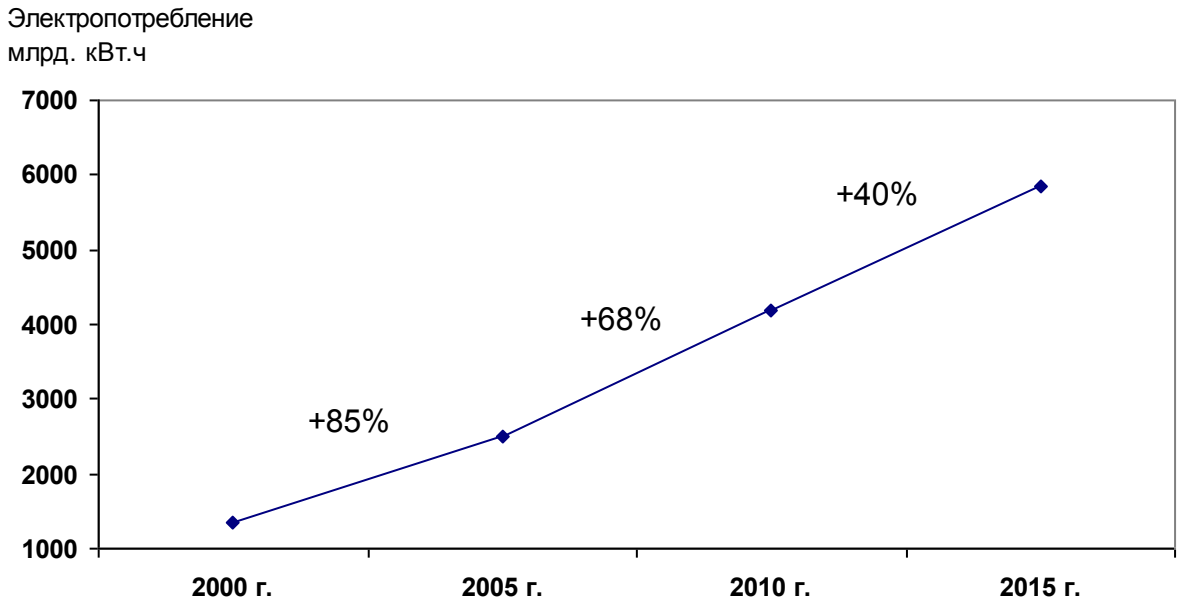


Рисунок 1.5 - Динамика потребления электроэнергии в Китае в период 2000-2015 гг. [53]

Рост электропотребление в Китае по секторам экономики за 2000-2015 гг. приведен в таблице 1.7. В 2015 г. на промышленность приходилось наибольшее потребление электроэнергии - 72 %, на жилищный сектор - 13 %. В период с 2000 г. по 2015 г. электропотребление в промышленности и жилищном секторе увеличилось почти в 5 раза.

Таблица 1.7 - Электропотребление в Китае по секторам экономики за 2000-2015 гг., млрд. кВт·ч [53]

Сектор	**2000 г.**	**2005 г.**	**2010 г.**	**2015 г.**
Промышленность	1000	1857	3105	4181
Транспорт	15	37	119	180
Жилищный	145	288	513	757
Коммерческий	70	116	192	305
Сельское хозяйство	54	77	98	104
Прочие	63	119	167	320
Всего	**1347**	**2494**	**4194**	**5847**

Производство и потребление электроэнергии по территории Китая в 2000 г. и 2015 г. показано в таблице 1.8

В 2015 г. наиболее дефицитными регионами Китая были Восточный Китай (дефицит 500 млрд кВт·ч или 17,2 % от суммарного потребления в регионе), Северный Китай (дефицит 29 млрд. кВт·ч или 8,3 % от суммарного потребления в регионе).

Среди провинций в 2015 г. наиболее дефицитными оказались провинция Гуандун (128 млрд. кВт·ч или 24,1 % от её потребления), Дзянсу (69 млрд.кВт·ч – 13,5%), Хэбэй (68 млрд.кВт·ч – 21,4 %), Пекин (53 млрд.кВт·ч – 55,8 %) в Восточном Китае, провинция Ляонин (37 млрд.кВт·ч – 18,7 %) в Северном Китае.

Покрытие дефицита осуществлялось в основном за счет перетоков электроэнергии из избыточных регионов и провинций.

В перспективе, ниша для российской электроэнергии на Северо-Востоке Китая оценивается в 16-20 млрд кВт·ч.

Таблица 1.8 - Производство и потребление электроэнергии дефицитных провинций Китая, млрд.кВт·ч [33]

Провинция	**2000 г.**			**2015 г.**		
	Производство	Потребление	Дефицит (-) Избыток (+)	Производство	Потребление	Дефицит (-) Избыток (+)
Восточный Китай	**626**	**609**	**17**	**2403**	**2903**	**-500**
Пекин	19	35	-16	42	95	-53
Тяньзинь	22	22	0	64	85	-21
Хэбэй	84	76	8	249	318	-68
Шанхай	56	53	3	82	141	-58
Дзянсу	97	91	6	443	511	-69
Чжэцзян	70	67	2	301	355	-54
Шаньдун	98	100	-2	468	518	-50
Гуандун	135	124	11	403	531	-128
Центральный Китай	**284**	**254**	**30**	**1084**	**1111**	**-26**
Хэнань	70	67	4	281	325	-54
Хунань	38	37	1	133	153	-21
Западный Китай	**313**	**281**	**33**	**2051**	**1482**	**569**
Северный Китай	**135**	**141**	**-6**	**322**	**351**	**-29**
Ляонин	63	75	-12	162	198	-37

1.2.3. Прогноз экономики и энергопотребления

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 и 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 [55].

Для сравнительного анализа выбраны два сценария как наиболее детально описывающие развитие экономики и энергетики Китая в период до 2030 г.: сценарий 1 – разработан управлением по энергетической информации, входящим в Министерство энергетики США (IEO) [47]; сценарий 2 - Международным энергетическим агентством (WEO) [48].

Прогноз макроэкономических показателей (ВВП, население, энергоемкость) и уровней энергопотребления в Китае, соответствующие этим сценариям, приведен в таблице 1.9.

В соответствии с принятыми в этих работах допущениями рост ВВП в первом сценарии прогнозируется с годовым темпом 6,4% - 2010-2020 гг., 5,3% в 2020-2025 гг., и дальнейшим снижением - до 4,2%.

Во втором сценарии предполагается более высокий рост ВВП до 2020 года (8% - в 2010-2020 г.) с замедлением в следующих двух пятилетках до 3,9% в год.

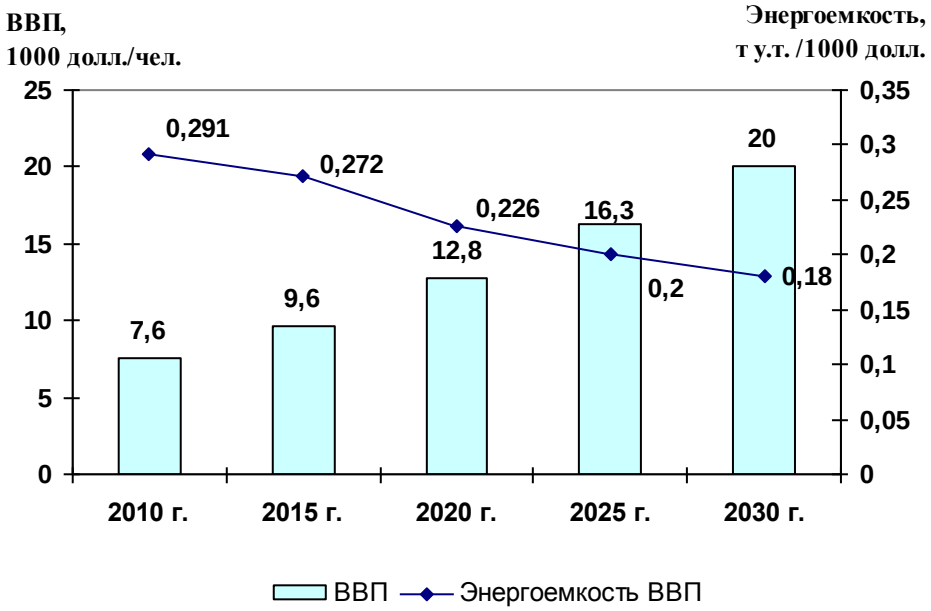
Таблица 1.9 - Прогноз развития экономики и энергопотребления в Китае [47,48]

Показатель	**2010 г.**	**Прогноз**					
		2020 г.		**2025 г.**		**2030 г.**	
		1	**2**	**1**	**2**	**1**	**2**
ВВП, млрд. долл.*	10128	18206	23375	23550	28303	28953	34270
Среднегодовые темпы роста ВВП, %	-	6,4	8	5,3	3,9	4,2	3,9
Население, млн. чел.	1341	1419	1424	1441	1445	1451	1452
ВВП на душу населения, 1000 долл./чел.	7,6	12,8	16,4	16,3	19,6	20	23,6
Энергопотребление, млн. т у.т.	2943	4118	4513	4713	4805	5210	5097
Энергоемкость ВВП, т у.т. /1000 долл.	0,291	0,226	0,193	0,2	0,17	0,18	0,149
Среднегодовые темпы изменения энергоемкости, %	-	-3,64	-5,68	-2,42	-2,54	-2,1	-2,61
Потребление электроэнергии, млрд. кВт·ч	3937	6619	6942	8018	7895	9349	8779
Электроемкость ВВП, кВт·ч/долл.	0,389	0,364	0,297	0,34	0,279	0,323	0,256
Среднегодовые темпы изменения электроемкости, %	-	-2,43	-3,67	-1,3	-1,24	-1,05	-1,69

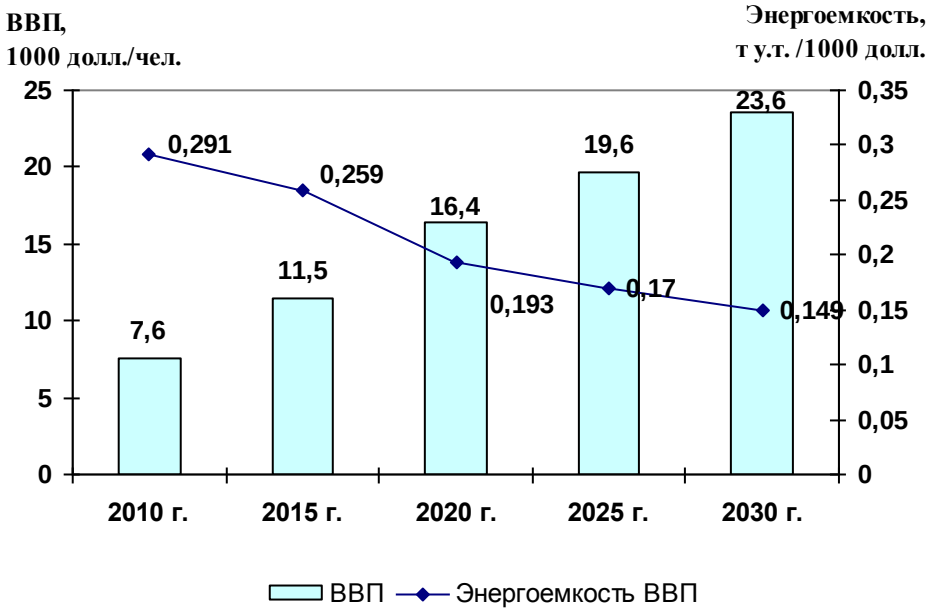
* По паритету покупательной способности.

Из таблицы следует, для того чтобы обеспечить намечаемые до 2020 г. темпы развития экономики Китая, потребность в энергии должна увеличиться по (сравнению с 2010 г): по первому сценарию – в 1,4 раза, по второму - в 1,5 раза и составить, соответственно, 4118 и 4513 млн. т у.т. При этом прогнозируется, что к 2030 г. энергопотребление в Китае увеличится в 1,8-1,7 раза и достигнет 5210-5097 млн. т у.т.

Прогнозируемая при этом динамика душевого ВВП и его энергоемкость для рассматриваемых сценариев показана на рисунке 1.6. Как следует из рисунка, в сценарии 1 (рисунок 1.6а) при увеличении душевого ВВП за рассматриваемый период (2010-2030 гг.) в 2,6 раза энергоемкость должна снизиться на 38%; в сценарии 2 (рисунок 1.6б) при более высоких темпах роста душевого ВВП (возрастает в 3,1 раза) энергоемкость должна уменьшиться на 49%.



а)



б)

Рисунок 1.6 - Прогнозируемая динамика изменения душевого ВВП и энергоемкости в Китае: а) сценарий 1; б) сценарий 2

Прогноз потребления первичных энергоресурсов в Китае по видам топлива приведен в таблице 1.10, динамика изменения структуры их потребления – на рисунке 1.7.

Таблица 1.10 - Прогноз потребления первичных энергоресурсов в Китае, (сценарий 1), млн. т у.т. [47,51]

Показатель	2015 г.	Прогноз		
		2020 г.	2025 г.	2030 г.
Первичные энергоресурсы, всего	3014	3870,92	4430,22	4897,4
в том числе: Уголь	1920,4	2470,8	2686,41	2761,3
Нефть	559,7	741,24	848,34	989,9
Газ	177,6	288,26	424,17	521
Атомная энергия	38,6	164,72	235,65	312,6
Гидроэнергия	254,9	123,54	141,39	156,3
Возобновляемые	62,7	82,36	94,26	156,3

Как следует из таблицы 1.10, уголь по-прежнему будет занимать лидирующее положение в потреблении топливно-энергетических ресурсов в Китае, но его доля будет постепенно снижаться с 64% в 2015 г. до 56% к 2030 г. При этом доля газа возрастёт с 6% до 11%, атомной энергии - с 2% до 6%.

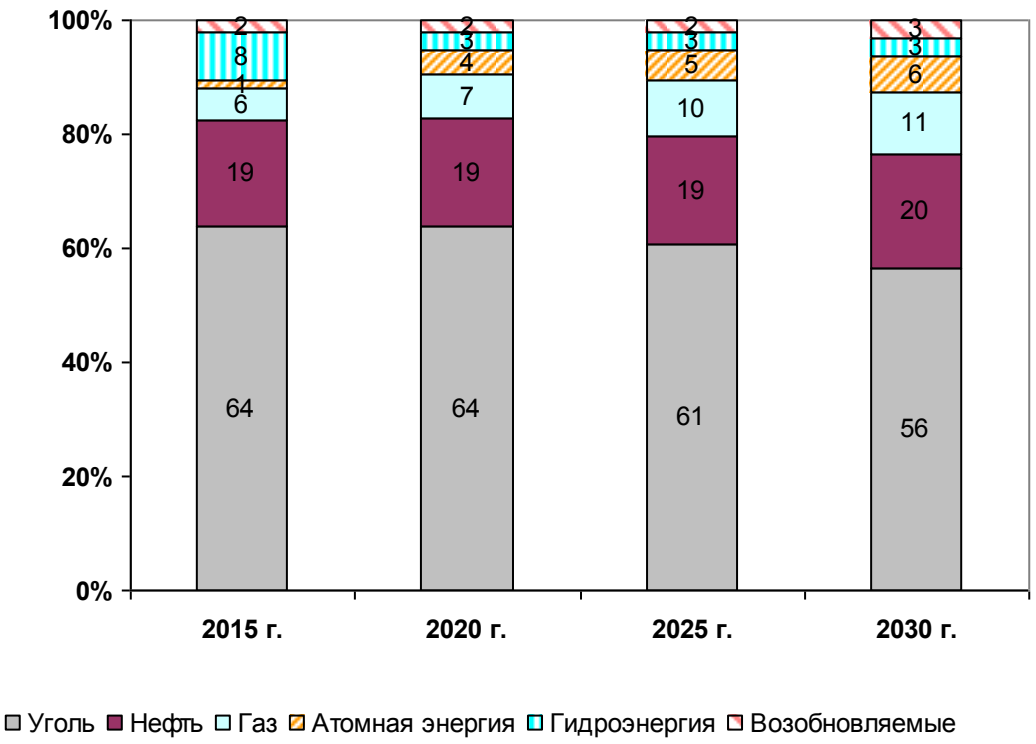


Рисунок 1.7 - Структура потребления первичных энергоресурсов в Китае

При росте потребления возобновляемых энергоресурсов за рассматриваемый период почти в 3 раза их доля в структуре потребления первичных энергоресурсов в Китае возрастет с 1,8 % до 3,2 %.

1.2.4. Перспективы развития электроэнергетики Китая

Прогноз развития электроэнергетики Китая для рассматриваемых сценариев развития экономики приведен в таблице 1.11.

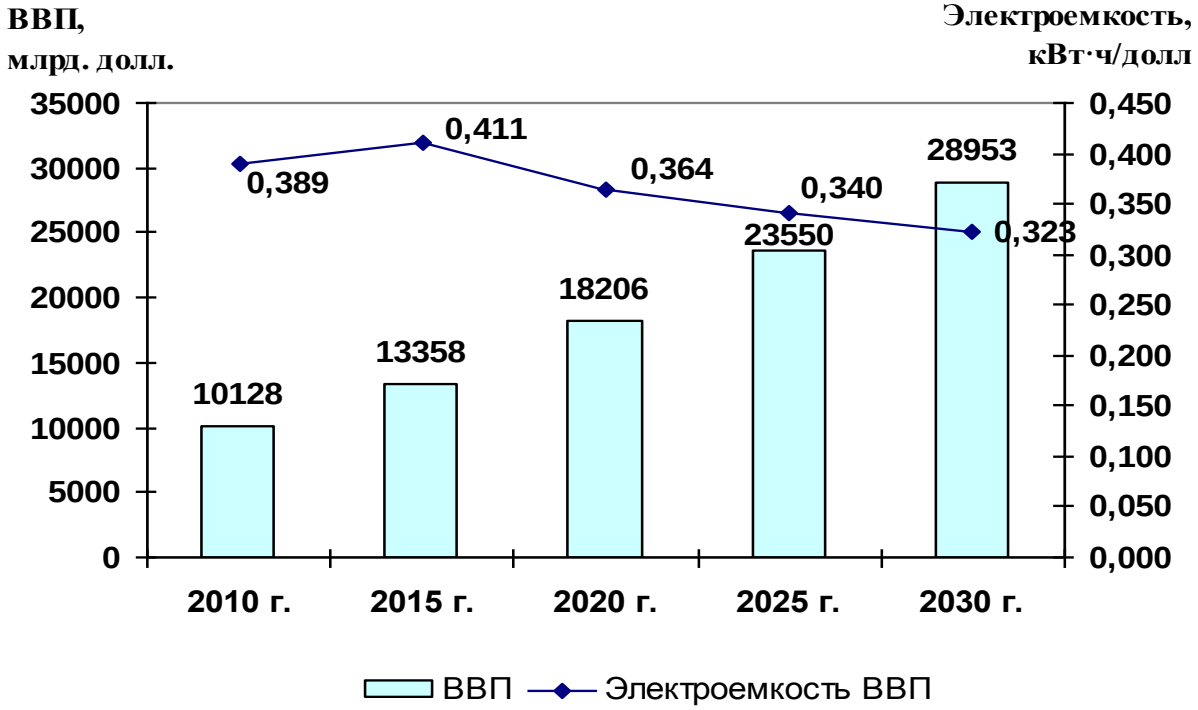
В соответствии со сценарием 1, потребность в электроэнергии к 2020 г. (по сравнению с 2010 г.) должна увеличиться в 1,6 раза и составить 6619 млрд. кВт·ч, к 2030 г. – более чем в 2,2 раза и достигнуть 9349 млрд. кВт·ч.

В сценарии 2, потребность в электроэнергии к 2020 г. должна увеличиться (по сравнению с 2010 г.) в 1,7 раза и составить 6949 млрд. кВт·ч, к 2030 г. – так же, более чем в 2,1 раза и достигнуть 8779 млрд. кВт·ч.

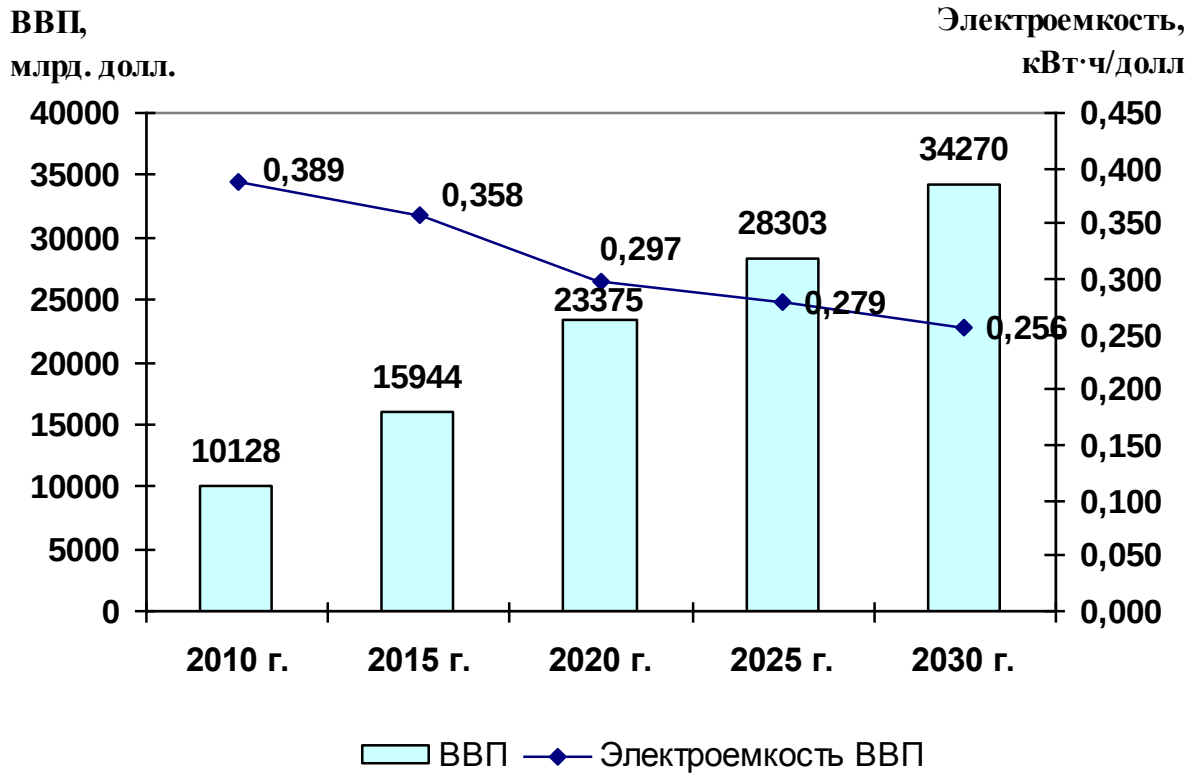
Таблица 1.11 - Прогноз развития электроэнергетики Китая, млрд. кВт·ч [47,48]

Показатель	2010 г.	Прогноз					
		2020 г.		2025 г.		2030 г.	
		1	2	1	2	1	2
Потребление электроэнергии	**4194**	**6619**	**6942**	**8018**	**7895**	**9349**	**8779**
Производство электроэнергии	**4207,2**	**6484**	**6949**	**7890**	**7900**	**9250**	**8776**
в т.ч. АЭС	73,9	419	522	585	684	749	808
ГЭС	722,1	1510	1094	1663	1228	1816	1304
ТЭС	3332	4112	4953	5075	5334	5997	5736
в т.ч. ТЭС на угле	*3272*	*3858*	*4595*	*4775*	*4850*	*5674*	*5060*
ТЭС на газе	*33*	*234*	*332*	*281*	*462*	*305*	*656*
ТЭС на мазуте	*27*	*20*	*26*	*19*	*22*	*18*	*20*
ВИЭ	79,2	443	380	567	654	688	928
в т.ч. ВЭС	*44,6*	*273*	*319*	*334*	*507*	*394*	*633*
СЭС	*0,8*	*34*	*15*	*36*	*44*	*37*	*82*
прочие	*33,8*	*136*	*46*	*197*	*103*	*257*	*213*
Избыток (+), дефицит (-)	***14***	***-135***	***7***	***-128***	***5***	***-99***	***-3***

Динамика изменения ВВП и его электроёмкости для рассмотренных сценариев приведена на рисунке 1.8. По сценарию 1, ВВП Китая возрастёт к 2030 г. почти в 3 раза (по сравнению с 2010 г.), а электроёмкость за этот же период снизится на 20%. По сценарию-2, ВВП возрастёт к 2030 г. почти в 3,5 раза, а электроёмкость снизится на 52%.



а)



б)

Рисунок 1.8 - Динамика ВВП Китая и его электроёмкости: а) сценарий 1; б) сценарий 2

Для обеспечения прогнозируемых уровней электропотребления производство электроэнергии в Китае за рассматриваемый период (2010-2030 гг.) должно увеличиться в сценарии 1 в 2,2 раза и составить 9250 млрд. кВт·ч, в сценарии 2 – в 2,1 раза (8775 млрд. кВт·ч).

При развитии электроэнергетики по сценарию 1 (повышенные уровни электропотребления) дефицит электроэнергии в Китае к 2020 г. оценивается в 135 млрд. кВт·ч с уменьшением его к 2030 г. до 100 млрд. кВт·ч.

При развитии электроэнергетики по сценарию 2 (при пониженных уровнях электропотребления) дефицит электроэнергии в целом по Китаю не прогнозируется.

Получаемая при этом структура прироста производства электроэнергии за рассматриваемый период по типам электростанций приведена в таблице 1.12.

Таблица 1.12 - Структура прироста производства электроэнергии в Китае в период 2010-2030 гг. [47,48]

Показатель	Прогноз			
	1		2	
	2010-2030 гг.	%	2010-2030 гг.	%
Прирост, всего, млрд кВт·ч	5043	100	4569	100
В том числе:				
АЭС	675	13	734	16
ГЭС	1094	22	582	13
ТЭС	2665	53	2404	53
ВИЭ	609	12	849	19

Из таблицы видно, что в период 2010-2030 гг. необходимо будет:

- в сценарии 1 прирастить 5043 млрд. кВт·ч электроэнергии; при этом за счет АЭС будет покрываться 13% требуемого прироста электроэнергии, за счет ГЭС – 22%, ТЭС – 53%, ВИЭ – 12%;

- в сценарии 2 прирастить 4569 млрд. кВт·ч электроэнергии; при этом за счет АЭС будет обеспечиваться 16% требуемого прироста; за счет ГЭС – 13%, ТЭС – 53%, ВИЭ – 19%.

Получаемая при этом динамика изменения структуры производства электроэнергии в Китае показана на рисунке 1.9.

В 2010 г. в структуре производства электроэнергии в Китае на АЭС приходилось 2%, на ГЭС – 17%, ТЭС – 79%, ВИЭ – 2%.

По сценарию 1, доля АЭС, ВИЭ, ГЭС к 2030 г. может увеличиться до 8%, 7%, 20%, соответственно, а доля ТЭС снизиться до 65% (рисунок 1.9, а).

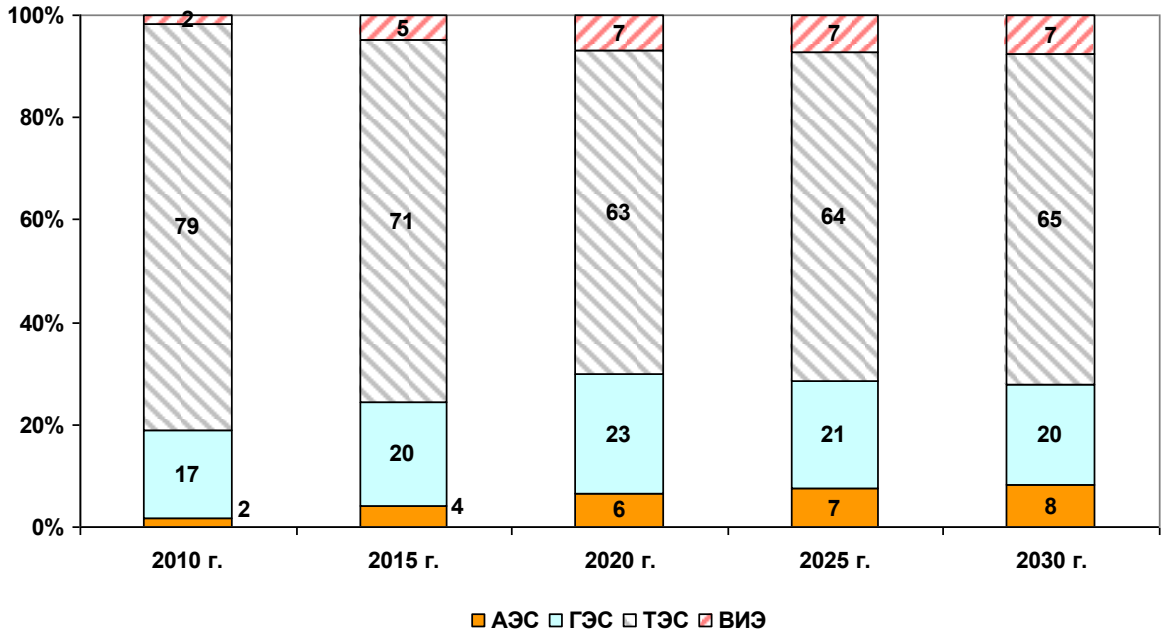
По сценарию 2, доля АЭС и ВИЭ к 2030 г. может увеличиться до 9% и 11% соответственно, а доля ГЭС и ТЭС снизиться до 15% и 65% (рисунок 1.9, б).

Прогнозируемая при этом структура производства электроэнергии на ТЭС Китая по видам топлива приведена в таблице 1.13.

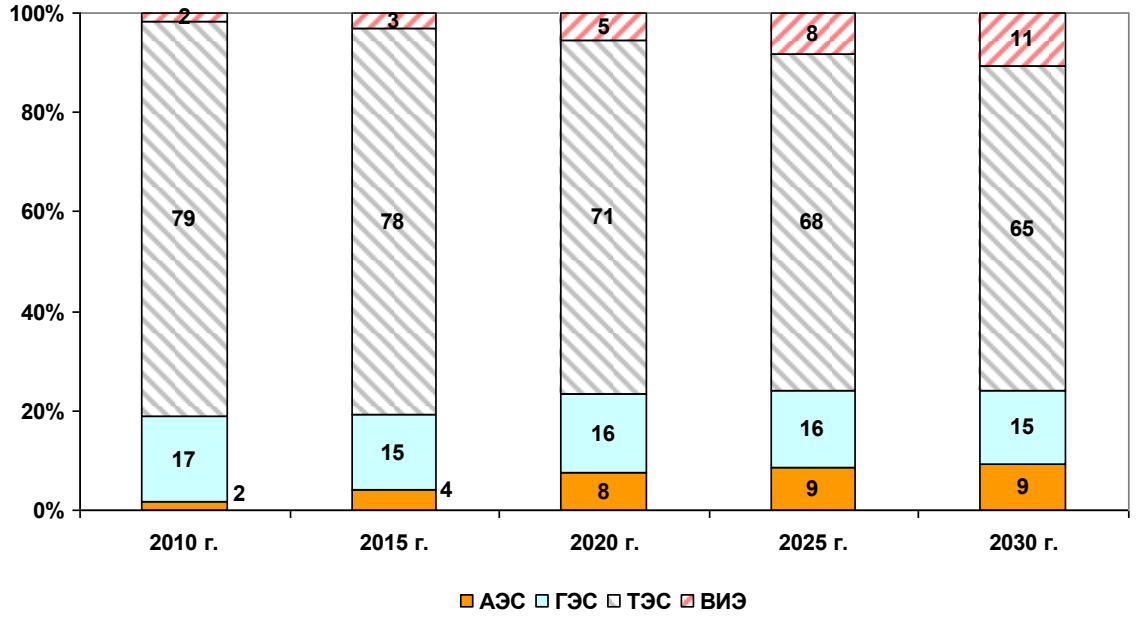
В 2010 г. на угле было произведено 98,2% всей электроэнергии вырабатываемой на ТЭС страны, на газе – около 1%, на мазуте -0,8%.

Как видно из таблицы 1.13, доля производства электроэнергии на газе к 2030 г. должна увеличиться в сценарии 1 до 5%, в сценарии 2 – 11%.

Несмотря на развитие ТЭС на газе доля электроэнергии вырабатываемой на угле в структуре производства ТЭС по-прежнему прогнозируется к 2030 г. достаточно высокой: в сценарии 1 - 95%, в сценарии 2 – 88%.



а)



б)

Рисунок 1.9 - Структура производства электроэнергии в Китае по типам электростанций: а) сценарий 1; б) сценарий 2

Таблица 1.13 - Структура производства электроэнергии на ТЭС Китая по видам топлива до 2030 г. [47,48]

Показатель	**2010 г.**	**Сценарий**					
		2020 г.		**2025 г.**		**2030 г.**	
		1	**2**	**1**	**2**	**1**	**2**
ТЭС на угле	98,2	93,8	92,8	94,1	90,9	94,6	88,2
ТЭС на газе	1,0	5,7	6,7	5,5	8,7	5,1	11,4
ТЭС на мазуте	0,8	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3

1.2.5. Развитие генерирующих мощностей

Прогноз развития генерирующих мощностей в Китае представлен в таблице 1.14. В 2010 г. установленная мощность электростанций в Китае составляла 845 ГВт, из них, на нетопливные источники (АЭС, ГЭС, ВИЭ) приходилось 29% установленной мощности, на ТЭС – 71%.

К 2030 г. установленная мощность должна увеличиться: в сценарии 1 - в 2 раза, в сценарии 2 - в 2,4 раза и составить, соответственно, 1666 ГВт и 2009 ГВт.

Таблица 1.14 - Прогноз развития генерирующих мощностей в Китае [47,48]

Показатель	**2010 г.**	**Прогноз**					
		2020 г.		**2025 г.**		**2030 г.**	
		1	**2**	**1**	**2**	**1**	**2**
Установленная мощность, ГВт	**845**	**1313**	**1586**	**1492**	**1803**	**1666**	**2009**
в т.ч. АЭС	9	55	67	75	87	95	103
ГЭС	187	318	297	327	337	335	360
ТЭС	600	802	1052	923	1121	1040	1214
в т.ч. ТЭС на угле	*557*	*733*	*945*	*848*	*987*	*962*	*1040*
ТЭС на газе	*31*	*58*	*88*	*64*	*117*	*67*	*157*
ТЭС на мазуте	*12*	*11*	*19*	*11*	*17*	*11*	*17*
ВИЭ	49	139	170	168	258	197	332
в т.ч. ВЭС	45	*99*	*148*	*119*	*208*	*139*	*244*
СЭС	1	*18*	*13*	*19*	*30*	*20*	*51*
прочие	3	*22*	*9*	*30*	*20*	*38*	*37*

Полученная при этом динамика вводов мощности за рассматриваемый период по типам электростанций приведена в таблице 1.15.

Таблица 1.15 - Динамика вводов установленной мощности в Китае в период 2010-2030 гг. [47,48]

Показатель	**2010 г.**	**Прогноз**					
		2020 г.		**2025 г.**		**2030 г.**	
		1	**2**	**1**	**2**	**1**	**2**
Вводы мощностей*, ГВт	**-**	**469**	**741**	**648**	**958**	**822**	**1164**
в т.ч. АЭС	-	46	58	66	78	86	94
ГЭС	-	131	110	140	150	148	173
ТЭС	-	202	452	323	521	440	614
ВИЭ	-	90	121	119	209	148	283

*нарастающим итогом с учетом демонтажа

Из таблицы видно, что за двадцатилетний период, необходимо будет:

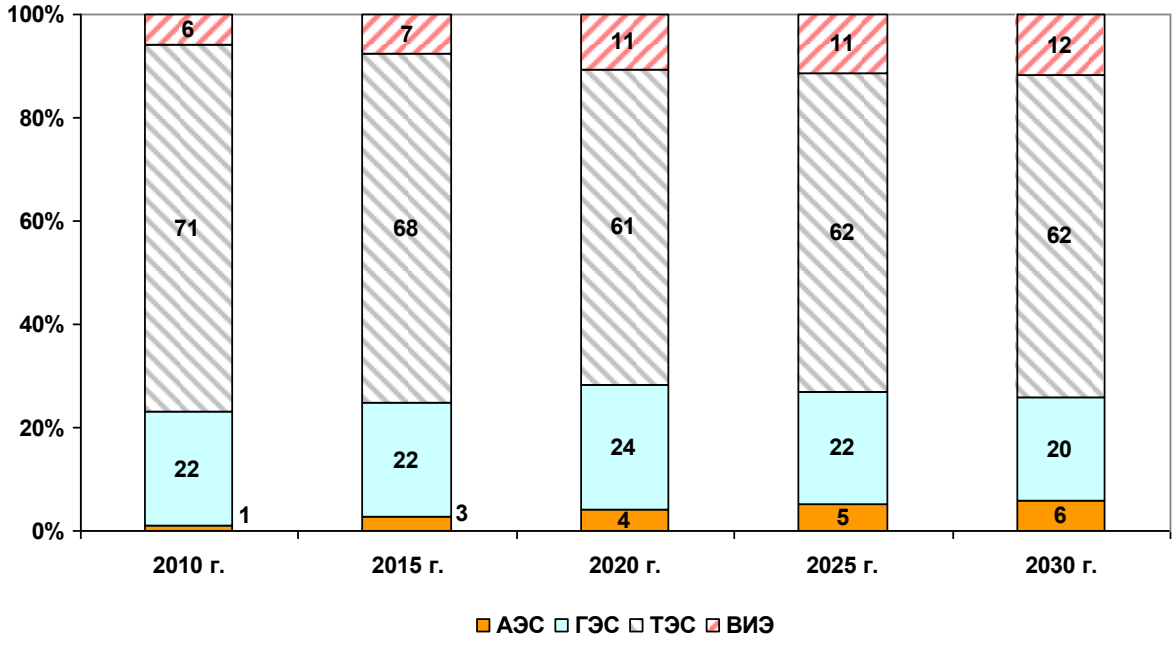
- в сценарии 1 ввести 822 ГВт установленной мощности; при этом за счет АЭС обеспечить 10% (86 ГВт) требуемого ввода; за счет ГЭС – 18% (148 ГВт), ТЭС – 54% (440 ГВт), ВИЭ – 18% (148 ГВт);

- в сценарии 2 ввести 1164 ГВт установленной мощности; при этом за счет АЭС обеспечить 8% (94 ГВт) требуемого ввода; за счет ГЭС – 15% (173 ГВт), ТЭС – 53% (614 ГВт), ВИЭ – 24% (283 ГВт).

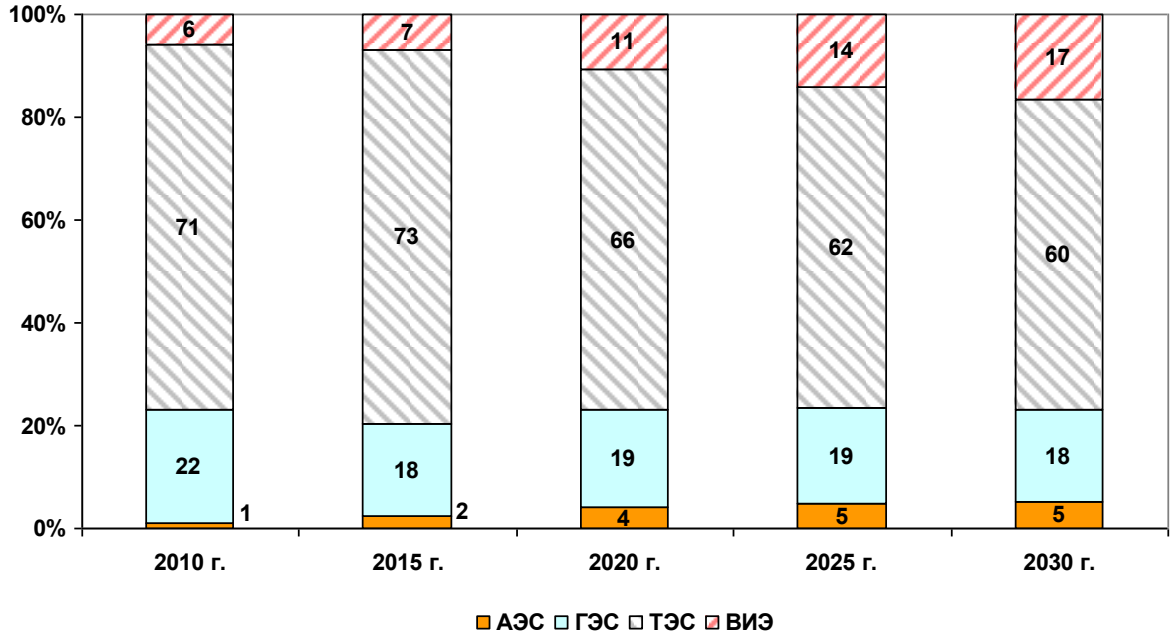
В 2010 г. в структуре установленной мощности в Китае на АЭС приходилось 1%, на ГЭС – 22%, ТЭС – 71%, ВИЭ – 6% (рисунок 1.10).

По сценарию 1, доля АЭС и ВИЭ к 2030 г. должна увеличиться до 6% и 12%, соответственно, а доля ГЭС и ТЭС и снизиться до 20% и 62% соответственно (рисунок 1.10, а).

По сценарию 2, доля АЭС и ВИЭ к 2030 г. должна увеличиться до 5% и 17% соответственно, а доля ГЭС и ТЭС снизиться до 18% и 60% соответственно (рисунок 1.10, б).



а)



б)

Рисунок 1.10 - Структура развития генерирующих мощностей в Китае по типам электростанций: а) сценарий 1; б) сценарий 2

Прогнозируемая при этом структура установленной мощности на ТЭС Китая по видам топлива приведена в таблице 1.16.

Таблица 1.16 - Структура использования установленной мощности на ТЭС в Китае по видам топлива до 2030 г. [47,48]

Показатель	**2010 г.**	**Сценарий**					
		2020 г.		**2025 г.**		**2030 г.**	
		1	**2**	**1**	**2**	**1**	**2**
ТЭС на угле	93	91	90	92	88	93	86
ТЭС на газе	5	7	8	7	10	6	13
ТЭС на мазуте	2	1	2	1	2	1	1

В 2010 г. на угле было установлено 93% всей мощности на ТЭС страны, на газе – 5%, на мазуте - 2%.

Как видно из таблицы 1.16, доля установленной мощности на газе к 2030 г. должна увеличиться в сценарии 1 до 6%, в сценарии 2 – 13%.

Несмотря на развитие ТЭС на газе доля установленной мощности на угле в структуре ТЭС по-прежнему прогнозируется к 2030 г. достаточно высокой: в сценарии 1 -93%, в сценарии 2 – 86%.

1.2.6. Линии электропередачи

В настоящее время в Китае нет единой электроэнергетической системы страны (рисунок 1.11).

Как видно на рисунке, основными магистральными ЛЭП являются линии напряжением 220 кВ, 330 кВ, 550 кВ. В 2006 году была построена первая ЛЭП 1000 кВ протяженностью 645 км соединяющие северокитайскую энергосистему с центральной энергосистемой, из провинции Шанси по территории провинции Хэнань в провинцию Хубэй. Также осваивается напряжение 750 кВ.

Рисунок 1.11 - Схема магистральных ЛЭП по основным регионам в Китае [49]

На рисунке 1.12 показаны основные направления поставок электроэнергии и мощности между регионами Китая.

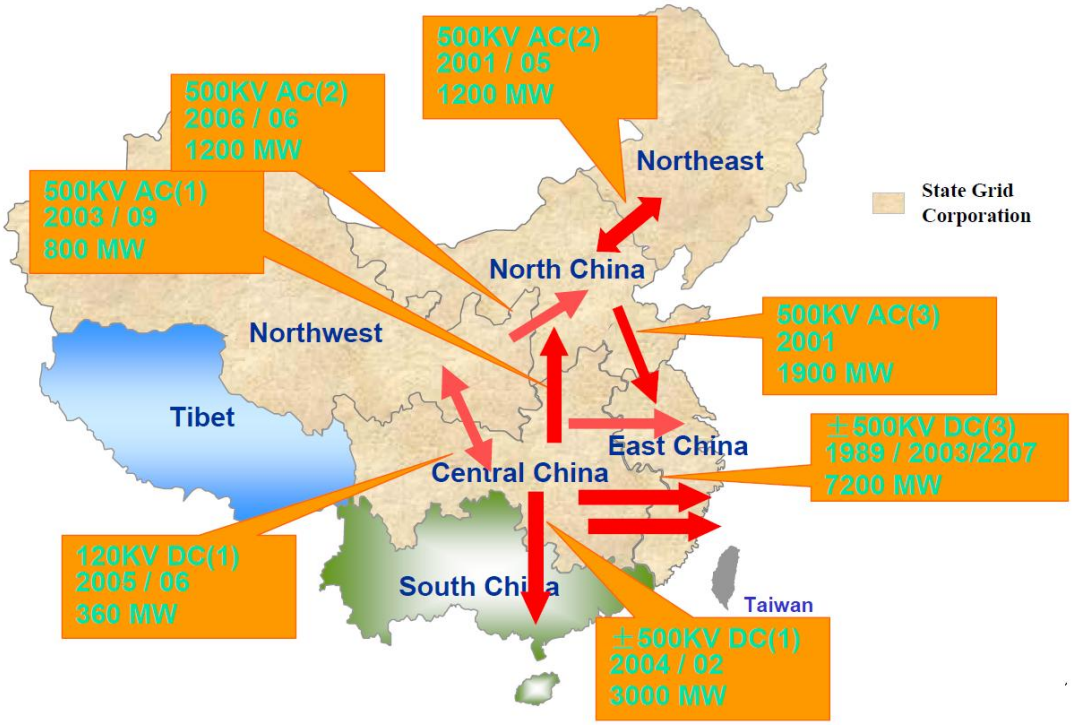


Рисунок 1.12 - Основные направления поставок электроэнергии и мощности между регионами Китая [49]

К 2020 году предполагается создать три «коридора» для передачи электроэнергии с запада на восток Китая: северный, центральный и южный по 20 ГВт каждый.

1.2.7. Тарифы на электроэнергию

По экспертным оценкам, сейчас в Китае оптовый тариф на электроэнергию во Внутренней Монголии составляет 5-10 цент/кВт·ч, а в провинции Хэйлунцзян составляет 6-11 цент/кВт·ч в зависимости от категории потребителей и напряжения.

По оценкам китайских специалистов прогнозируется, что в перспективе тарифы на электроэнергию в Китае будут увеличиваться. При этом высокие цены на электроэнергию необходимы, чтобы привлечь инвестиции в электроэнергетику Китая.

На рисунка 1.13 показана себестоимость производства электроэнергии в Китае на различных видах топлива.

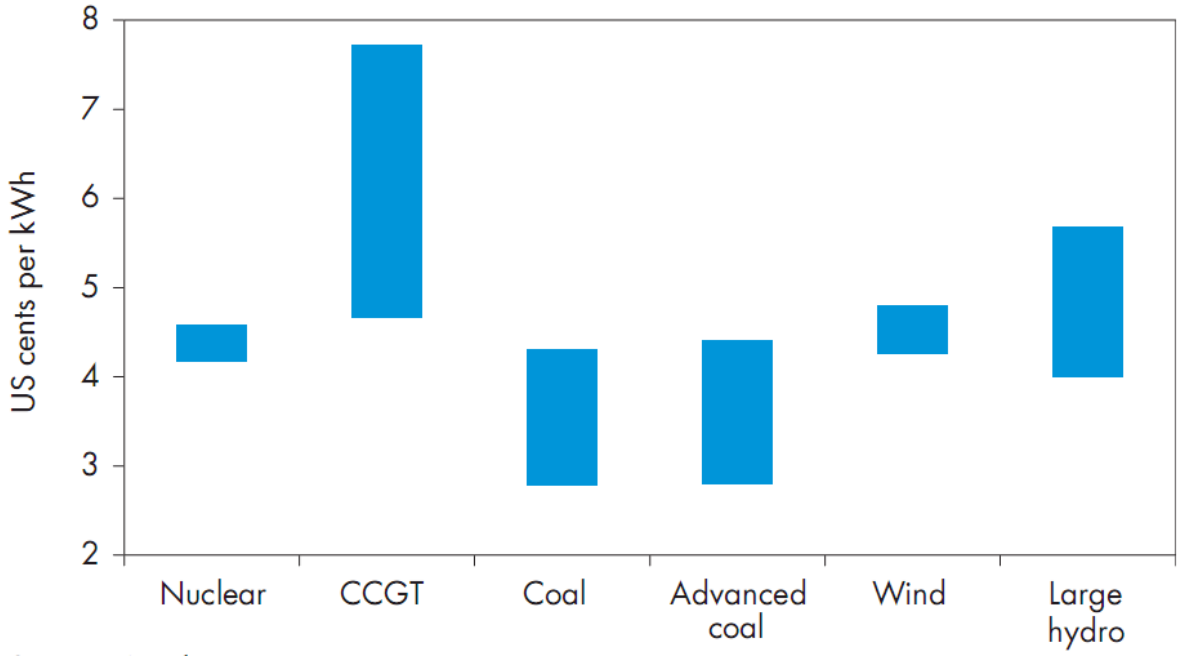


Рисунок 1.13 - Себестоимость производства электроэнергии в Китае на различных видах топлива, цент/(кВт·ч) [49]

Из рисунка видно, что себестоимость производства электроэнергии на новых электростанциях (без учета инвестиционной составляющей) будет составлять:

- на АЭС – 4,2-4,5 цент/кВт·ч;
- ТЭС-ПГУ (CCGT) на газе - 4,5-7,7 цент/кВт·ч;
- ТЭС на угле на сверхкритических параметрах пара 2,8-4,3 цент/кВт·ч;
- на ТЭС с сверхкритическими параметрами пара и внутрицикловой газификацией угля 2,9-4,5 цент/кВт·ч;
- на ветровых электростанциях 4,2-4,8 цент/кВт·ч;
- на крупных ГЭС – 4,1-5,5 цент/кВт·ч

Выводы

1. Выполнен анализ предлагаемых проектов экспорта электроэнергии из восточных регионов России в Китай который показал, что их реализация носит долговременный характер и связана со значительной неопределенностью (уровни электропотребления, цены на топливо) 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. Проведённый анализ потребления первичных энергоресурсов в Китае показал, что доминирующую роль в структуре потребления энергоносителей в Китае играет уголь, самый экологически вредный в плане высокого содержания золы и серы и выбросов CO_2. 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. При реализации сценариев с повышенными уровнями электропотребления, дефицит электроэнергии в Китае к 2030 г. оценивается в 100 млрд. кВт·ч.

4. По экспертным оценкам, сейчас в Китае оптовый тариф на электроэнергию оценивается в 5-11 цент/кВт·ч в зависимости от категории потребителей и напряжения. По оценкам китайских специалистов прогнозируется, что в перспективе тарифы на электроэнергию в Китае будут увеличиваться. При этом высокие цены на электроэнергию необходимы, чтобы привлечь инвестиции в электроэнергетику Китая. Тем самым, это дает возможность, странам граничащим с Китаем, экспортировать свою электроэнергию по ценам удовлетворяющих их спрос.

5. Ниша для российской электроэнергии на китайском рынке оценивается в 16-20 млрд кВт·ч.

Глава 2. Методы и модели для выбора наиболее эффективных проектов экспорта электроэнергии в регионе

2.1. Отечественный и зарубежный опыт при разработке моделей для исследования перспектив развития электроэнергетических систем

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

2.1.1. Модели общеэнергетических систем (модели энергетических комплексов)

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 электроэнергетических систем в этих моделях связаны, главным образом:

- с формированием балансов мощности и электроэнергии 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 топливоснабжения электростанций в различных видах топлива;

- с оптимизацией основной электрической сети рассматриваемой ЭЭС в увязке с поставками электроэнергии на экспорт.

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.

В последующие годы методический аппарат и сами математические модели существенно модифицировались и переориентировались на исследование межотраслевых и межрегиональных отношений применительно к рыночным условиям, на исследование адаптационных возможностей развития энергетики, на изучение проблем интеграции регионов России с мировой энергетикой (в том числе и в области создания межгосударственных электрических связей).

Теоретические и практические вопросы в области моделирования развития ТЭК страны и регионов рассматривались в работах отечественных ученых: В.В. Бушуева [56], А.Г. Вигдорчика, Л.Д. Криворуцкого [19], Ф. В. Веселова [20, 57], А.А. Макарова [18-20], Л.А. Мелентьева [16,17,58], Ю.Н. Руденко [9,59,60], А.С. Некрасова, Б.Г. Санеева [24,25,61], Н.А. Петрова, Ю.В. Синяка [62], В.И. Зоркальцева, В.Н. Чурашова, Л.С. Хрилева, С.П. Филиппова, А.В. Лагерева [61], В.Н. Ханаевой и др.

Существенный вклад в разработке методических подходов к моделированию развития электроэнергетики в составе ТЭК страны сделан в Институте энергетических исследований (ИНЭИ) РАН [27,57]. В составе модельно-информационного комплекса SCANER [63] 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) (рисунок 2.1) [64]. Совместная оптимизация структуры генерирующих мощностей в электроэнергетике с развитием систем добычи и транспорта газа и угля обеспечивает формирование ядра ТЭБ страны и регионов (рисунок 2.2) [63].

Рисунок 2.1 - Принципиальная структура оптимизационной модели EPOS

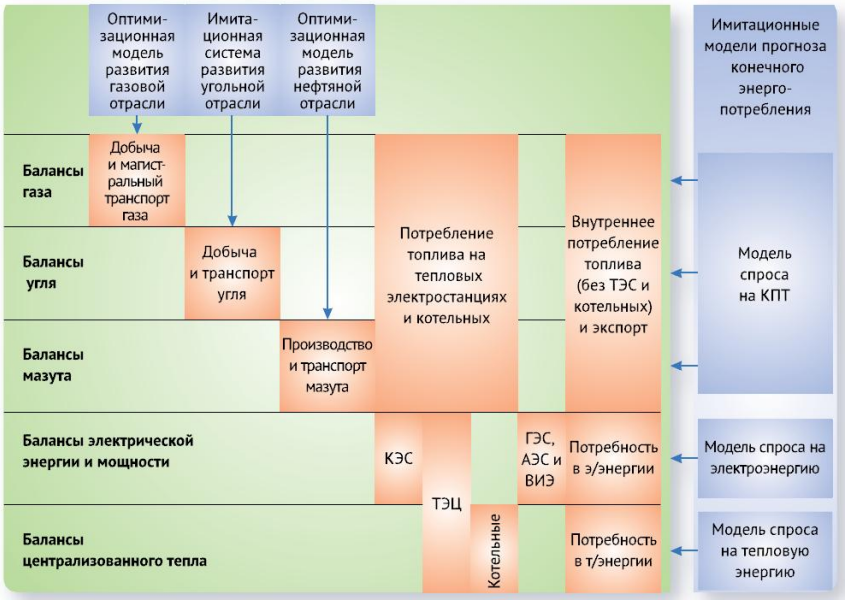


Рисунок 2.2 - Система балансовых условий в оптимизационной модели EPOS и интеграция с другими блоками модельного комплекса ИНЭИ РАН

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 (рисунок 2.3) [65,66].

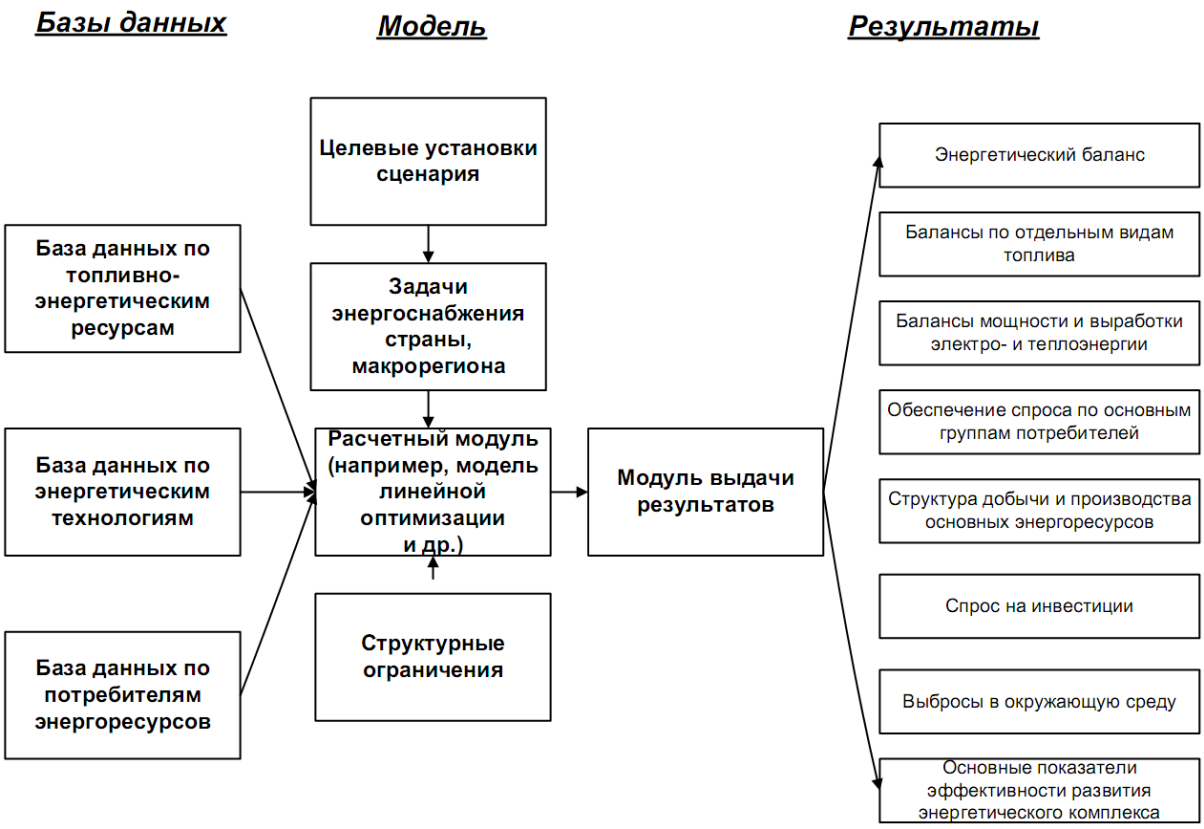


Рисунок 2.3 - Схема модельно-вычислительного комплекса по разработке прогнозов перспективного развития энергетического комплекса страны

Модель описывает взаимосвязи основных элементов ТЭК в динамике их изменений и позволяет выбрать наилучшее решение по формированию структуры ТЭБ по заданному критерию. Системный подход и его принципы положены в основу разработанной модели. В качестве целевой функции принята недисконтированная сумма затрат в системе по всем периодам прогнозирования. Предусмотрена и возможность задания иных целевых функций (например, суммарные инвестиции, выбросы в окружающую среду и т.п.).

В Институте систем энергетики (ИСЭМ) СО РАН в составе модельно-компьютерного комплекса (рисунок 2.4) разработана (в 90-е годы) и постоянно совершенствуется динамическая территориально-производственная модель (рисунок 2.5) для формирования сценариев взаимосогласованного развития ТЭК

России по Федеральным округам на долгосрочную перспективу (25-30 лет). Опыт в создании такой модели и некоторые результаты ее применения при исследовании ТЭК и электроэнергетики страны приводятся в [61,67].

Оптимизация перспективного развития электроэнергетики в рамках модели ТЭК позволяет определить: рациональное сочетание генерирующих мощностей электростанций разных типов (ГЭС, АЭС, КЭС, ТЭЦ) по регионам страны; рациональную структуру выработки электроэнергии по типам электростанций и видам топлива; состав и требуемую мощность нового оборудования для электростанций; необходимость создания крупных магистральных ЛЭП (в том числе экспортных) и их пропускной способности; вид топлива и его годовой расход электростанциями по регионам страны.

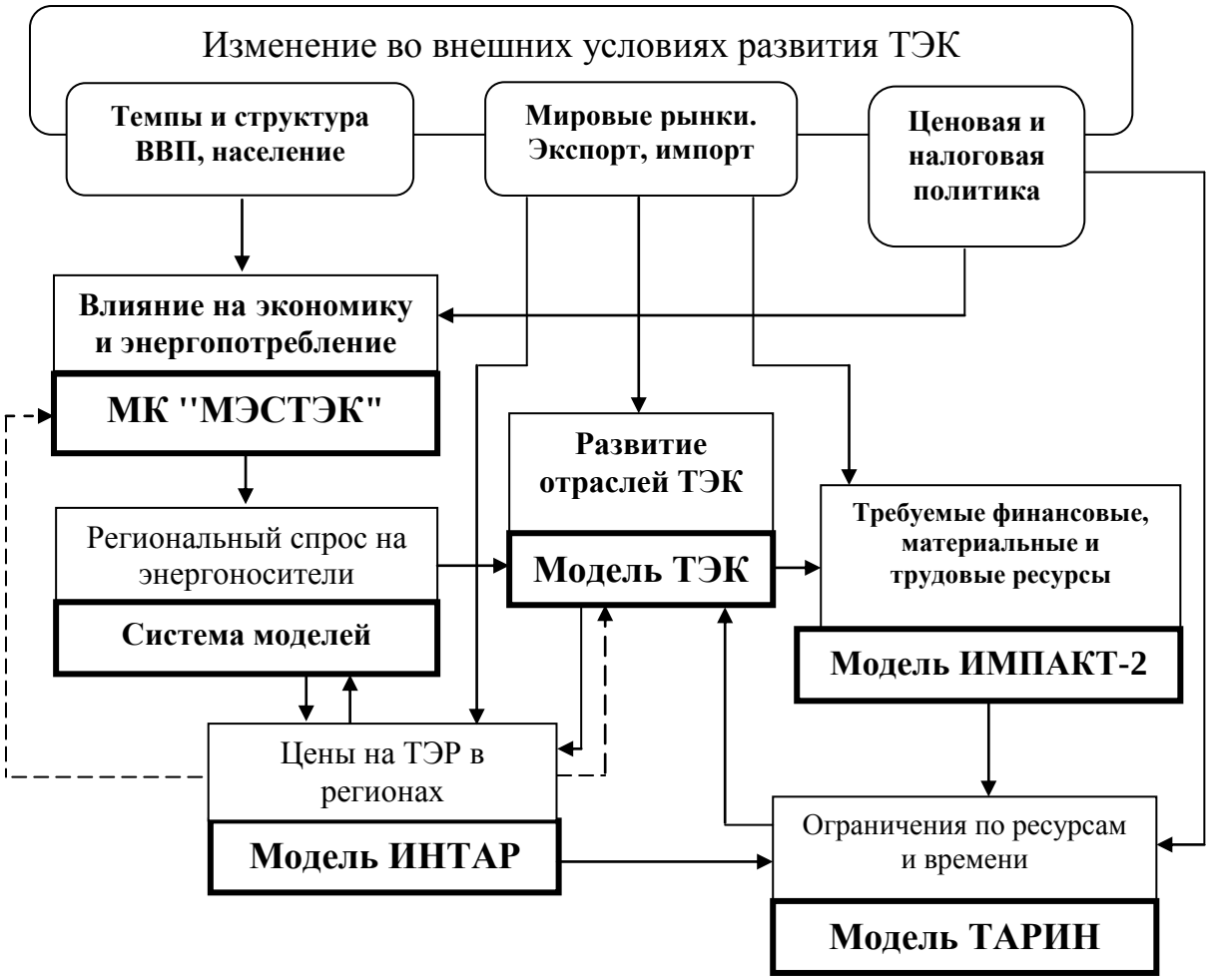


Рисунок 2.4 - Модельно-компьютерный комплекс (МКК) для исследования стратегий долгосрочного развития ТЭК во взаимосвязи с экономикой

В каждом регионе рассматривается несколько вариантов сооружения электростанций (на разных технологиях, под разные виды топлива). В процессе оптимизации выбираются те варианты, которые приводят к минимуму затрат на производство электроэнергии и тепла (для ТЭЦ) в регионе (с учетом цен на топливо и его расхода на электростанциях).

Рисунок 2.5 - Структура динамической территориально-производственной модели ТЭК России

При этом выбор оптимального (рационального) варианта сооружения электростанции, а следовательно расхода топлива, будет зависеть: от удельных капиталовложений на сооружение электростанций; удельных расходов топлива

на производство электроэнергии и отпуск тепла (КПД электростанций); эксплуатационных затрат.

Разрабатываемые модели общеэнергетических систем (топливно-энергетических комплексов), различаются степенью агрегирования в технологическом, территориальном и временном аспектах, но в основном они формируются как динамические и имеет блочную структуру (рисунок 2.6). Все блоки собраны в единую модель матрицей удельных расходов топлива на производство электроэнергии и теплоты и функционалом. В качестве последнего, как правило, рассматривается минимум суммарных дисконтированных затрат на добычу, преобразование, распределение и использование энергетических ресурсов и энергоносителей за весь рассматриваемый расчетный период.

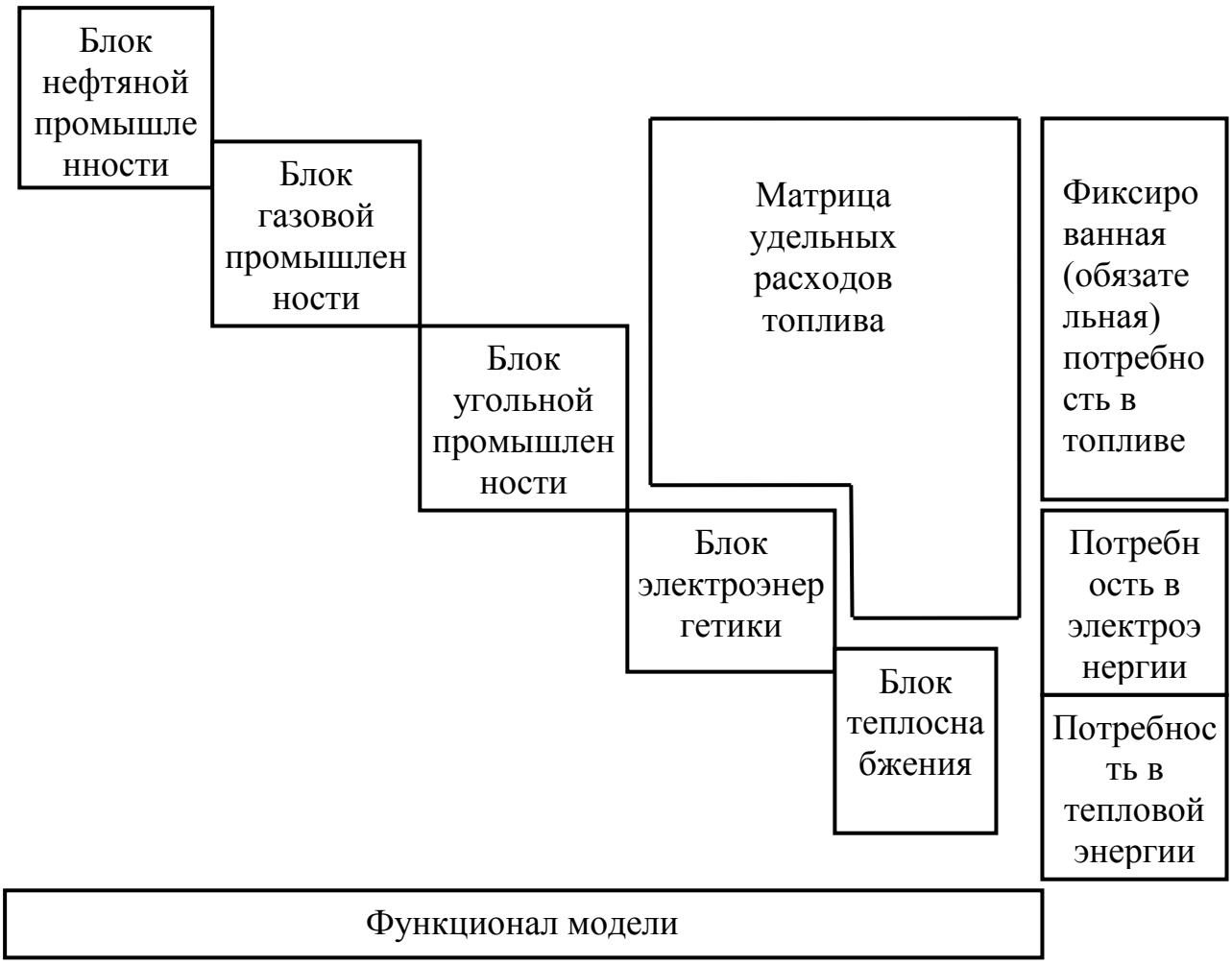


Рисунок. 2.6 - Структура модели для оптимизации общеэнергетической системы

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 сезонные) графики нагрузки и потребления электроэнергии, режимы работы электростанций, ЛЭП и т.д.

Наиболее известными *зарубежными моделями общеэнергетических систем (энергетических комплексов)* являются модели: MARKAL [68-70] (рисунок 2.7), EFOM [71], TIMES [69], MESSAGE [68,72], ENPER [73]. Разработка этих моделей связана с большими затратами, особенно в части информационного обеспечения, и многолетним опытом их использования для решения широкого круга задач, связанных с развитием ТЭК. Однако эффект, полученный от этого, далеко превосходит затраты на их создание.

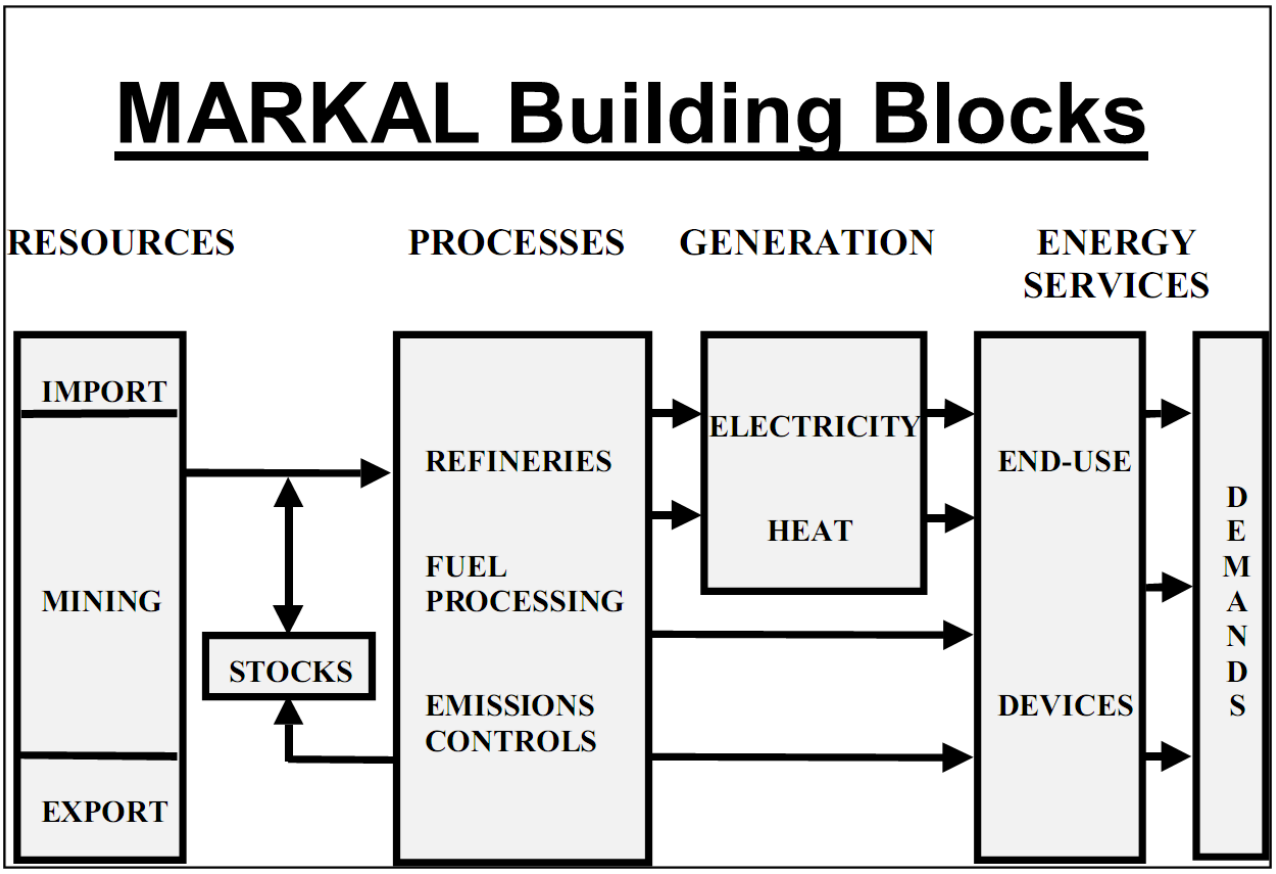


Рисунок 2.7 - Принципиальная схема модели MARKAL

По своему назначению и принципам формирования они достаточно близки и предназначены для решения трех основных задач прогнозных исследований: 1) выявлять основные тенденции и рациональные пропорции развития энергетического баланса страны; 2) оценивать эффективность и масштабы внедрения новых направлений научно-технического прогресса в производстве, распределении и потреблении энергоносителей; 3) исследовать воздействие энергетики на окружающую среду [74]. Принципиальным отличием таких моделей является предельно укрупненное описание технологической структуры отрасли исключительно в терминах энергетического баланса [20].

Усложнение моделей в последние годы шло за счет учета нелинейного характера требуемых затрат на развитие объектов, учета неопределенности исходной информации, учета торговли выбросами CO_2.

Во многих странах Европейского Союза (ЕС) и Восточной Европы, в странах Ближнего Востока (Иран, Турция) и Юго-Восточной Азии (Китай, Индонезия) используется в разных модификациях *модель EFOM* (Energy Flow Optimization Model), первая версия которой была разработана в 1970-х годах во Франции в Институте экономики энергетики (г. Гренобль). Это динамическая оптимизационная модель с целевой функцией, минимизирующей суммарные дисконтированные затраты за расчетный период.

В 1985 г. была создана версия *модели EFOM* под оптимизатор GAMS, позволяющий решать задачи большой размерности (тысячи уравнений). В 90-е годы в Институте промышленного производства (IPP) ФРГ на базе модели EFOM-ENV был разработан пакет программ PERSEUS (Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply), позволяющий учитывать: кривую эластичности спроса на энергоноситель в зависимости от его цены, дискретный характер ввода новых энергетических объектов, влияние выбросов парниковых газов на потепление климата и определяющая их концентрацию с учетом времени жизненного цикла парниковых газов в атмосфере.

2.1.2. Специализированные модели электроэнергетических систем

Дальнейшее развитие шло в направлении создания специализированных моделей отдельных ЭЭС и разработки методов их решений [23,75,76]. Соответствующие разработки выполнялись как в ИСЭМ (СЭИ) [77,78], так и в других организациях [79-81].

Большой вклад в развитие методологии, методов и моделей развития электроэнергетики и ЭЭС внесен трудами отечественных ученых: Э.П. Волкова [82], Н.И. Воропая [83-85], Е.А. Волковой [20], И.М. Волькенау, В.А. Баринова [82,85], Л.С. Беляева [1,21], В.В. Ершевича [9,86], А.Н. Зейлигера [10,11], В.Г. Китушина [87], Н.А. Манова, Ф.В. Веселов [20,57], А.С. Макаровой [20,24,57], Ю.Н. Руденко[9,59,60], В.А. Ханаева [78], Л.Д. Хабачева [10,11], В.В. Труфанова [84,88], С.В. Подковальникова, В.А. Савельева [1] и др.

За прошедшие годы были уточнены состав и постановки основных задач развития ЭЭС, опробованы многочисленные математические модели, и выявлены предпочтительные виды моделей для решения различных задач. Многие математические модели были реализованы в виде пакетов программ и программно-вычислительных комплексов [88].

Одной из таких моделей является, разработанная в ИСЭМ СО РАН, оптимизационная *модель СОЮЗ* [88]. 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.

По структуре модель СОЮЗ представляет собой многоузловую ЭЭС, узлами которой являются объединенные и региональные ЭЭС, а межузловые связи отображают совокупность конкретных межузловых ЛЭП. Электростанции

энергоузлов описываются множеством групп однотипного оборудования, имеющих близкие технико-экономические показатели. Модель включает в себя блоки балансов мощности, балансов суточных графиков нагрузки, перетоков по межузловым линиям электропередачи, а также блоки, описывающие функционирование и развитие разных типов генерирующего оборудования. В зависимости от целей исследования ЭЭС в модели предусматриваются различные способы представления потребителей, позволяющие учитывать дефицитные ситуации, оценивать ущерб и эффективность энергосберегающих мероприятий у потребителей и т.д. [23].

Для технико-экономических исследований эффективности формирования межгосударственных электрических связей и объединений в СВА (проект NEAREST) в ИСЭМ СО РАН разработана специальная *модель ОРИРЭС (Оптимизация Развития И Режимов Электроэнергетических Систем)* и ее модификации [1, 75, 76]. Модель является оптимизационной, линейной, статической и многоузловой. В ней оптимизируются объемы вводов и структура генерирующих мощностей, пропускные способности межузловых связей, режимы электростанций и перетоков в объединяемых ЭЭС для последнего года расчетного периода. Для каждого узла (ЭЭС) задаются несколько суточных графиков нагрузки, исходное состояние и максимально возможное развитие различных видов электростанций с их технико-экономическими показателями (удельные капиталовложения, топливные и постоянные издержки и др.). Аналогично задаются максимально возможные пропускные способности различных участков МГЭС, их удельные капиталовложения, эксплуатационные издержки и коэффициенты потерь мощности. Нелинейная модификация модели позволяет уточнять режимы работы электростанций и перетоков по МГЭС как в суточном, так и сезонном и годовом интервалах.

2.2. Методический подход для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы региона

2.2.1. Формирование основных принципов оценки эффективности проектов экспорта электроэнергии

Ниже дается описание основных принципов, рассматриваемых при оценке эффективности проектов экспорта электроэнергии.

Эффективность экспортных проектов предлагается оценить по двум направлениям:

- Проект оценивают при возможных вариантах развития внешних условий в рамках электроэнергетики региона;

- Проект оценивают при возможных вариантах внутренних условий в рамках рассматриваемого проекта.

В качестве *внешних условий* понимаются прогнозируемые уровни электропотребления в регионе, масштабы и сроки развития топливных баз, цены на топливо, экологические ограничения и т. д., влияние которых на эффективность экспортных проектов исследуется на уровне электроэнергетики регионов. *В данной работе рассматриваются уровни электропотребления и цены на топливо*.

Для количественной оценки рассматриваемых внешних условий предполагается учитывать неопределенность в виде интервалов (задаются только граничные значения интервалов);

Эффективность проекта в рамках ЭЭС региона оценивается при его фиксированных технико-экономических показателях и сценарном подходе к учету внешних факторов. Принимается верхняя и нижняя граница заданного диапазона исследуемого фактора.

В качестве показателя эффективности проекта рассматривается минимум суммарных приведенных затрат на развитие электроэнергетики региона.

В качестве *внутренних условий* рассматриваются удельные капиталовложения, внутренняя норма доходности, срок окупаемости, влияние которых учитывается при оценке коммерческой эффективности проектов экспорта электроэнергии.

В качестве критерия коммерческой эффективности проектов экспорта электроэнергии предлагается использовать минимальный тариф на экспортируемую электроэнергию в местах перехода границы при заданных показателях коммерческой эффективности: срок окупаемости, внутренняя норма доходности, удельные капвложения.

2.2.2. Описание методического подхода

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 2.8). Реализация этапов предполагает:

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);

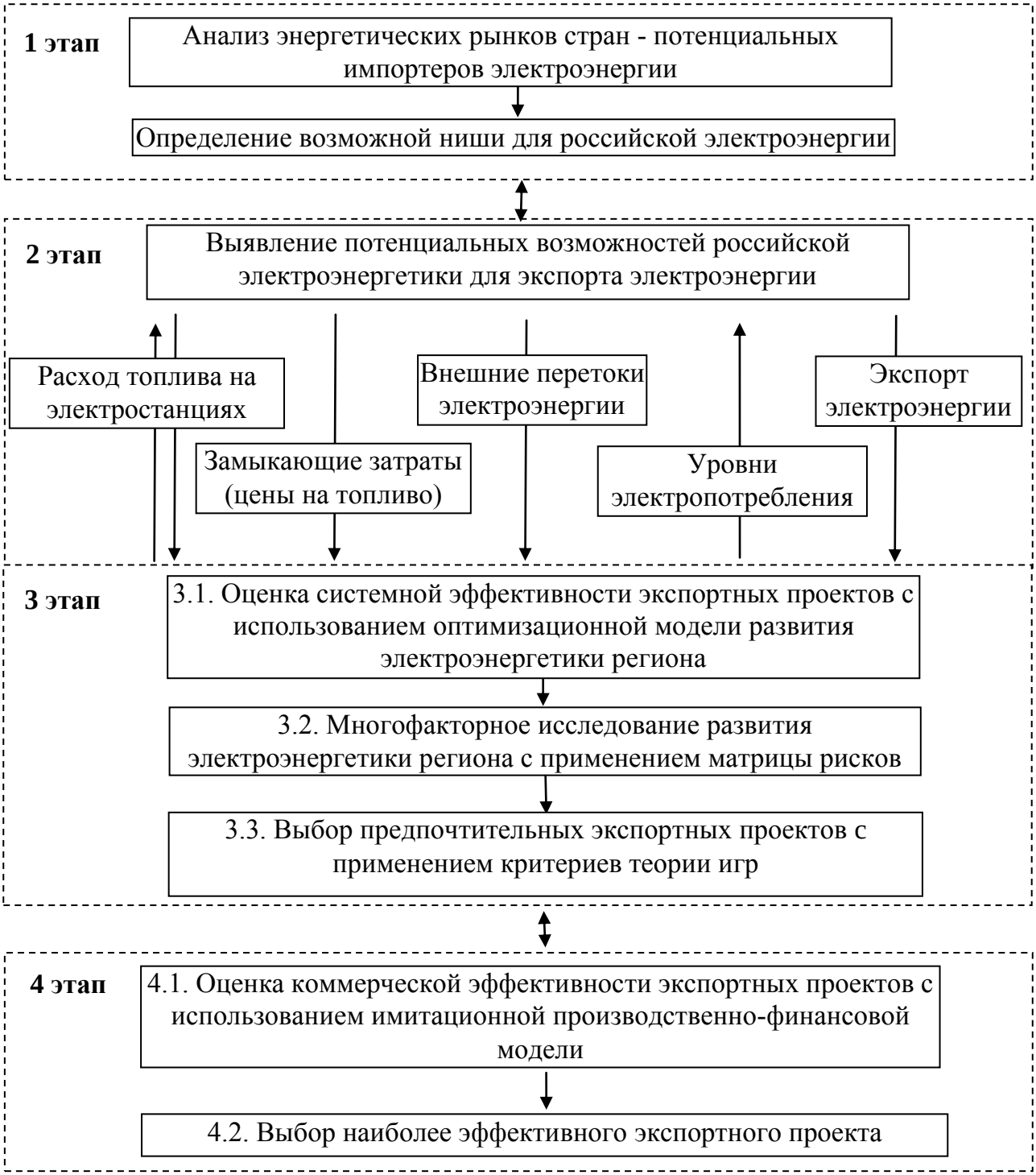


Рисунок 2.8 - Принципиальная схема методического подхода для комплексной оценки сравнительной эффективности проектов сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи в условиях неопределенности развития ЭЭС региона

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

Это позволяет:

а) определить для каждого рассмотренного проекта $X_r^э (r \in \overline{1,R})$ сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи оптимальный состав энергетических объектов X_r $(X^э{}_r \in X_r)$ развития электроэнергетической системы (ЭЭС) региона, необходимый для ее приспособления 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.

3.2.3. Построение матрицы затрат (таблица 2.1), для экономической оценки выявленных вариантов X_r развития ЭЭС региона и соответствующих им проектов $X_r^Э$ сооружения экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи.

Таблица 2.1 - 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

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.

Полученная матрица суммарных затрат на развитие и адаптацию системы позволяет перейти к матрице экономических рисков (таблица 2.2). 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 2.2 - 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 электроэнергетической системы 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 проектов экспорта электроэнергии в регионе. Условия такого выбора зависят от вида используемого критерия теории игр.

Условия такого выбора в качественном отношении очевидны: лучшим будет вариант с меньшими затратами. Но количественная формулировка этого критерия в условиях неопределенности неоднозначна, поскольку каждый вариант характеризуется многими значениями суммарных затрат – соответственно рассматриваемым сочетаниям исходных данных. Поэтому вопрос заключается в том, какое именно значение или комбинацию каких значений затрат следует использовать для количественной формулировки принятого критерия.

Несмотря на многочисленные исследования, на этот вопрос до сих пор нет ответа. Более того, математически доказано, что ни один из существующих критериев в полной мере не отвечает аксиоматике выбора, хотя каждый из них с той или иной точки зрения разумен, а совместно они удовлетворяют всем аксиомам принятия правильных решений в условиях неопределенности.

В рассмотренной автором литературе [16,17,89,90-93] упоминаются различные критерии: Лапласа, Сэвиджа, Гурвица, Вальда. Эти критерии отличаются по степени консерватизма, который проявляет индивидуум, принимающий решение, перед лицом неопределенности. В диссертации, для примера, рассматриваются возможность применения двух критериев:

- Критерий Лапласа (среднего риска), который учитывает все условия развития системы и не отдаёт предпочтения ни одному из них; он рекомендует к реализации умеренный проект экспорта, обеспечивающий наименьшие затраты в среднем, но не исключающий больших выгод или, напротив, чрезмерных ущербов при реализации крайних условий

$$З_r = \min_i \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N} F_i^n, \qquad i = 1,2,...,R \ .$$

- Критерий Сэвиджа (минимаксного риска). При развитии системы в условиях неопределенности важно застраховаться от наиболее неблагоприятных ситуаций и соответствующих им больших затрат на приспособление системы к критическим условиям. Это достигается выбором такого варианта развития системы, который имеет минимальные из самых высоких затрат на развитие и адаптацию системы

$$З_r = \min_i \max_n F_i^n, \quad i = 1,2,...,R \ , \ n = 1,2,...,N$$

где: N - число внешних условий развития электроэнергетической системы региона; R - количество возможных проектов сооружения экспортных электростанций и экспортных линий электропередачи в регионе.

В диссертации показано, что применение двух формальных критериев теории игр позволяет выявить два проекта не различимых, с точки зрения применяемых критериев. Такие проекты принято считать равноэкономичными.

Существование равноэкономичных проектов обусловливает принципиальную невозможность полной формализации процесса принятия решений в условиях неопределенности развития электроэнергетической системы 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 факторов риска (изменение инвестиций, стоимости топлива, срока окупаемости и т.д.).

2.3. Описание математических моделей

Разработанный автором методический подход включает в себя следующие модели:

2.3.1. Оптимизационная модель развития электроэнергетической системы Восточной Сибири

Для оценки системной эффективности экспортных проектов в рамках региональной энергосистемы предлагается разработанная автором статическая, оптимизационная, многоузловая *модель развития электроэнергетики Восточной Сибири* (рисунок 2.9). В реализованной версии модели *временной срез* охватывает период с 2014 г. по 2030 г. При формировании модели учитывается интерес импортера, от этого принимается годовой график нагрузки.

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

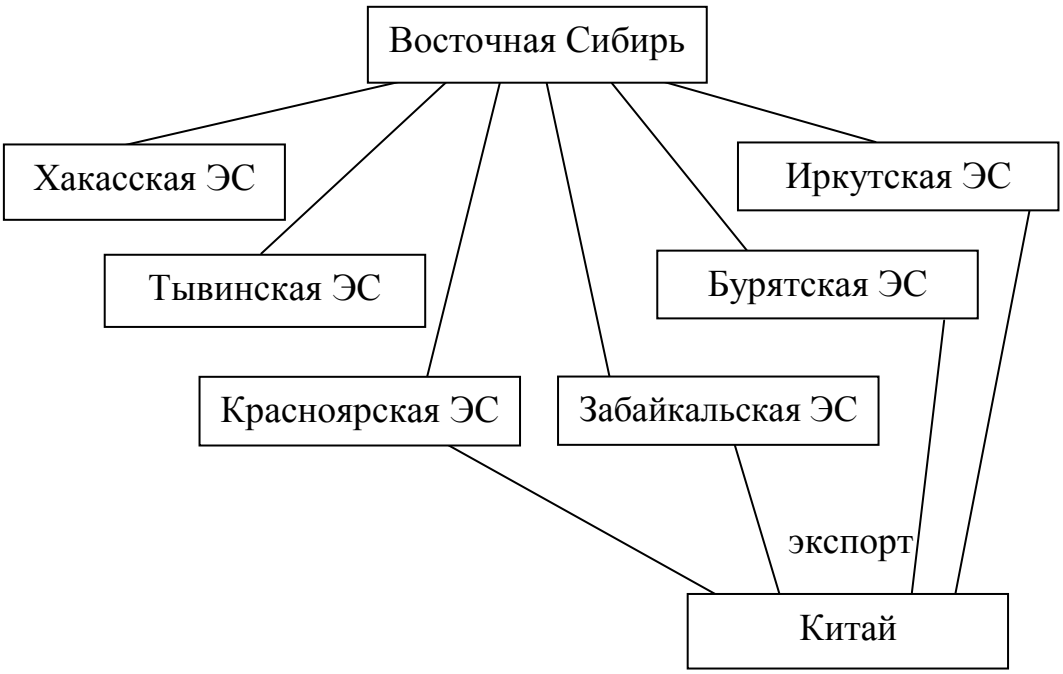


Рисунок 2.9 - Территориальная структура оптимизационной модели развития электроэнергетики Восточной Сибири

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.

При этом на каждом временном этапе задаются:

- переменные, описывающие установленные мощности, действующих электростанций ограничиваются сверху величиной их установленной мощности с учетом демонтажа оборудования;

- переменные, описывающие установленные мощности, новых электростанций, могут ограничиваться как сверху, исходя из прогнозируемых

возможностей внедрения новых технологий или предельной мощности электростанций (например ГЭС, ВИЭ) в рассматриваемой энергосистеме, так и снизу (для строящегося или определившегося состава электростанций);

- переменные, описывающие межсистемные связи, ограничиваются сверху величиной предельной пропускной способностью рассматриваемых линий электропередачи.

Годовое число часов использования установленной мощности электростанции задается в диапазоне исходя из технически возможных условий работы ее оборудования.

Цены на топливо на электростанциях принимаются для каждого года и для каждой энергосистемы (узла) определенные, с учётом добычи и транспортировки. Цены задаются в диапазоне как минимально допустимые, так и максимально допустимые для каждого года.

Межсистемные связи моделируются ограничением пропускной способностью и базовым числом часов. В модели существуют следующие межсистемные связи:

Иркутская э/с	↔	Бурятская э/с
Бурятская э/с	↔	Забайкальская э/с
Иркутская э/с	↔	Красноярская э/с
Красноярская э/с	↔	Выдача в Зап.Сиб.
Красноярская э/с	↔	Тывинская э/с
Красноярская э/с	↔	Хакасская э/с
Хакасская э/с	↔	Тывинская э/с
Красноярская э/с	↔	Экспорт
Иркутская э/с	↔	Экспорт
Забайкальская э/с	↔	Экспорт

Учет в модели межрегиональных (межсистемных) электрических связей позволяет:

-обеспечить передачу электроэнергии из региональных энергосистем, более обеспеченных энергетическими ресурсами, в энергосистемы менее обеспеченные;

- снизить резервы мощности в энергосистемах;

- выработать требования к пропускной способности межсистемных электрических связей в регионе.

Размерность модели. Размерность статической, оптимизационной модели развития электроэнергетики региона составляет 174 переменных и 111 уравнений.

При вычислении одного варианта развития электроэнергетики региона, время расчета баланса мощности, электроэнергии, котельно-печного топлива составляет 30 секунд.

При решении оптимизационных задач использовался персональный компьютер со следующими техническими характеристиками: Intel(R) Core(TM) i5-750, 4 x 2,67 GHz, 8 Gb RAM.

Технологический аспект моделируется отдельными крупными существующими и перспективными электростанциями (рисунок 2.10), 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 ≥ 300 МВт и 2) ТЭЦ < 300 МВт.

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 покрытия зимнего максимума нагрузки в энергосистемах и выдачи мощности на экспорт);

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;

4) выбор вида топлива и определение его расхода на электростанциях и по энергосистемам региона.

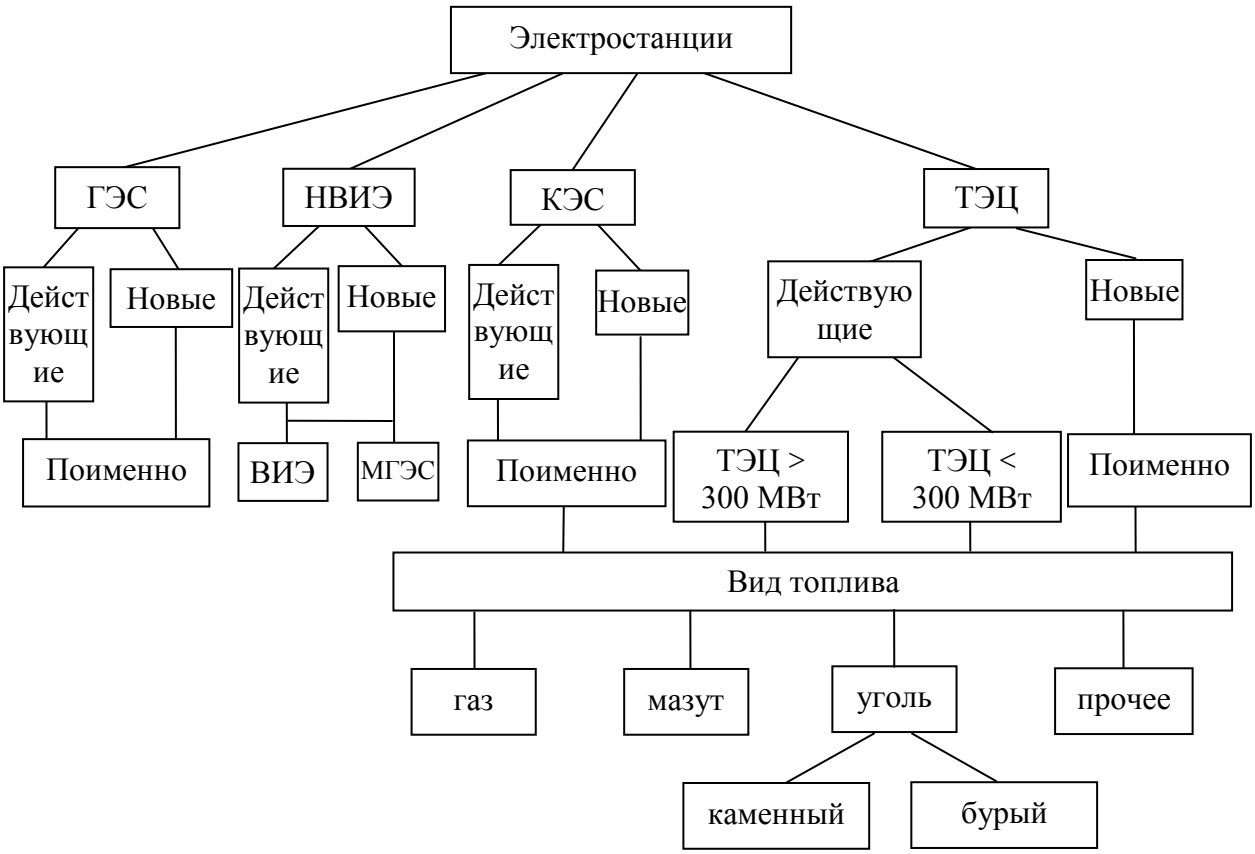


Рисунок 2.10 - Технологическая структура электростанций оптимизационной модели развития ЭЭС региона

Объемы потребления топлива на ТЭС оптимизируются с учетом их цен и технологических возможностей использования разных видов топлива.

При моделировании топливных режимов функционирования электростанций на разных видах топлива в модели задаются:

- удельные расходы топлива на производство электроэнергии и отпуск тепла;

- годовые числа часов использования установленной мощности (описывающие разные электрические режимы функционирования электростанций);

- если на электростанции рассматривается возможность использования двух или более видов топлива, то задаются технически допустимые комбинации использования структуры разных видов топлива, причем сумма долей использования разных видов топлива должна быть равна суммарному потреблению топлива для каждого режима работы электростанции.

Переменный спрос ТЭС на топливо (природный газ, энергетический уголь, мазут) формирует расходную часть балансов топлива.

Приходную часть балансов топлива формируют переменные, ограничивающие расход топлива на электростанциях в рассматриваемой энергосистеме (узле).

Математическое описание оптимизационной модели развития электроэнергетики региона

В общем случае, модель описывается несколькими группами уравнений:

Балансы мощности по энергосистемам в году t

$$\sum_i X_{ik}^{ГЭС(t)} + \sum_i X_{ik}^{КЭС(t)} + \sum_i X_{ik}^{КЭСэ(t)} + \sum_i X_{ik}^{ТЭЦ(t)} - \sum_{k'}\sum_j Y_{jkk'}^{(t)} + \sum_{k'}\sum_j \delta_{jk'k} Y_{jk'k}^{(t)} - Э_{ek}^{(t)} \geq N_k^{необх.(t)}, \quad (1)$$

Баланс электроэнергии

$$\sum_i h_{ik}^{(t)} X_{ik}^{ГЭС(t)} + \sum_i h_{ik}^{(t)} X_{ik}^{КЭС(t)} + \sum_i h_{ik}^{(t)} X_{ik}^{КЭСэ(t)} + \sum_i h_{ik}^{(t)} X_{ik}^{ТЭЦ(t)} - \sum_{k'}\sum_j h_{jk}^{(t)} Y_{jkk'}^{(t)} + \sum_{k'}\sum_j \varphi_{jk'k} h_{jk}^{(t)} Y_{jk'k}^{(t)} - \\ - h_{ek}^{(t)} Э_{ek}^{(t)} = W_k^{(t)}, \quad (2)$$

Баланс тепла отпускаемого от ТЭЦ

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

Баланс топлива

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

Ограничения-неравенства

$$X_{ik}^{ГЭС(t)} \geq 0;\ X_{ik}^{КЭС(t)} \geq 0;\ X_{ik}^{ТЭЦ(t)} \geq 0;\ Y_{jkk'}^{(t)} \geq 0;\ Y_{jk'k}^{(t)} \geq 0;\ 0 \leq B_{\lambda k}^{(t)} \leq \overline{B}_{\lambda k}^{(t)}; 0 \leq X_{ik}^{КЭСэ(t)} \leq N_{ik}^{КЭСэ(t)};$$

$$\underline{h}_i^{(t)} \le h_{ik}^{(t)} \le \overline{h}_i^{(t)}, \qquad (5)$$

Функционал

$$\Phi = \sum_k \sum_i C_{ik}^{ГЭС(t)} X_{ik}^{ГЭС(t)} + \sum_k \sum_i C_{ik}^{КЭС(t)} X_{ik}^{КЭС(t)} + \sum_k \sum_i C_{ik}^{КЭСэ(t)} X_{ik}^{КЭСэ(t)} + \sum_k \sum_i C_{ik}^{ТЭЦ(t)} X_{ik}^{ТЭЦ(t)} +$$
$$+ \sum_{k'} \sum_j C_{jkk'}^{ЛЭП(t)} Y_{jkk'}^{(t)} + \sum_{k'} \sum_j C_{jk'k}^{ЛЭП(t)} Y_{jk'k}^{(t)} + \sum_k C_{jkk^э}^{ЛЭПэ(t)} Y_{jkk^э}^{(t)} + \sum_k \sum_\lambda C_{\lambda k}^{(t)} B_{\lambda k}^{(t)} \Rightarrow \min, \qquad (6)$$

где: $X_{ik}^{(t)}$ - установленная мощность *i* - электростанции в *k* - энергосистеме в году *t*, МВт (оптимизируемый параметр);

$X_{ik}^{КЭСэ(t)}$ - 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 - среднемноголетнее 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* - ТЭЦ (для действующих ТЭЦ задается по группам ТЭЦ<300 МВт и ТЭЦ>300 МВт, для новых ТЭЦ - поименно) в *k* - энергосистеме в году *t*;

$C_{ik}^{(t)}$ - 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;

$Э_{ek}^{(t)}$ - экспорт мощности из *k* -энергосистемы по *e*- ЛЭП в году *t*, МВт;

$Q_k^{необх.(t)}$ - годовое потребление тепла в *k* - энергосистеме в году *t*, Гкал/МВт;

t - расчетный год;

i - индекс электростанции;

k, k' - номер энергосистемы;

j, e - индекс ЛЭП;

λ - индекс топлива;

$b^{Э}$ - 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;

$\overline{B}_{\lambda}$ - верхнее ограничение по расходу топлива, млн. т;

$\delta_{jk'k}, \varphi_{jk'k}$ - коэффициенты, задающие потери при передаче мощности и электроэнергии j -ЛЭП, %;

$\underline{h}_{i}^{(t)}$ - нижнее ограничение числа часов использования установленной мощности;

$\overline{h}_{i}^{(t)}$ - 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 ТЭЦ 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-энергосистеме в целом в году t.

Группа уравнений (5) описывает ограничения на ввод новых мощностей, ограничение числа часов использования установленной мощности, ограничение на расход λ топлива на электростанциях по k- энергосистеме в году t.

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

2.3.2. Имитационная модель для оценки коммерческой эффективности проектов экспорта электроэнергии

Для оценки коммерческой эффективности проектов экспорта электроэнергии, отобранных на третьем этапе, и выбора рекомендуемого для реализации проекта предлагается разработанная автором имитационная производственно-финансовая модель (рисунок 2.11).

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.

Математическое описание имитационной производственно-финансовой модели для оценки коммерческой эффективности проектов экспорта электроэнергии.

Имитационная производственно-финансовая модель описывается следующими показателями и выражениями:

1. Производство электроэнергии ($W_t^{ст}$) определяется произведением установленной электрической мощности и числа часов использования установленной мощности электростанции

$$W_t^{ст} = N_t^{уст} h_t^{уст},$$

где $N_t^{уст}$ - установленная электрическая мощность в году t;

$h_t^{уст}$ - число часов использования установленной мощности в году t.

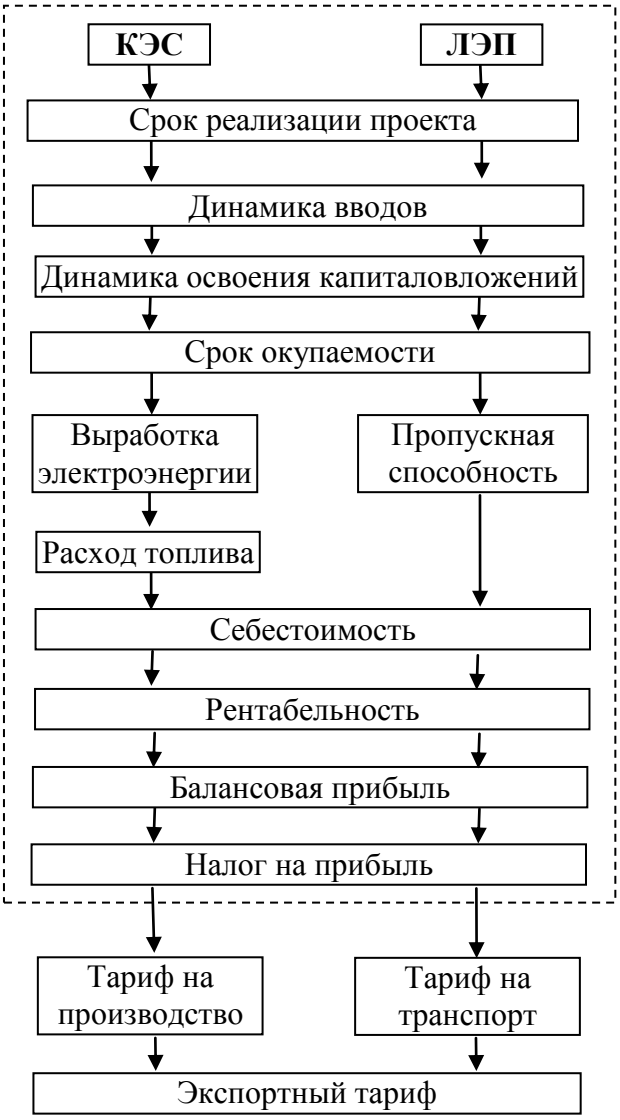


Рисунок 2.11 - Принципиальная схема имитационной производственно-финансовой модели для оценки коммерческой эффективности экспортных проектов

2. Отпуск электроэнергии ($W_t^{отп}$) в систему рассчитывается как разность производства электроэнергии и расхода электроэнергии на собственные нужды. При этом задается динамика изменения доли собственных нужд

$$W_t^{отп} = W_t^{ст}(1-\lambda_t^{снэ}),$$

где $\lambda_t^{снэ}$ - доля расхода электроэнергии на собственные нужды в году t.

3. Выручка от продажи электроэнергии ($B_t^{ст}$) определяется произведением отпускной цены электроэнергии и объема ее отпуска

$$B_t^{ст} = W_t^{отп} Ц_t^{ээ},$$

где $ц_t^{ээ}$ - отпускная цена на электроэнергию в году t.

4. Цена электроэнергии ($ц_t^{ээ}$)

$$ц_t^{ээ} = S_t + П_t^{ст} + И_t^{УГ},$$

где S_t - себестоимость электроэнергии в году t;

$П_t^{ст}$ - балансовая прибыль в году t;

$И_t^{УГ}$ - плата за выбросы CO_2 в году t.

5. Себестоимость электроэнергии (S_t)

$S_t = И_t^{ст} / W_t^{ст}$, где

$И_t^{ст}$ - издержки на производство электроэнергии в году t.

6. Издержки на производство электроэнергии ($И_t^{ст}$) включают в себя затраты: на топливо ($И_t^{т}$); отплату труда ($И_t^{зп}$); амортизацию ($И_t^{а}$); прочие расходы ($И_t^{пр}$)

$$И_t^{ст} = И_t^{т} + И_t^{зп} + И_t^{а} + И_t^{пр}.$$

Затраты на топливо ($И_t^{т}$) рассчитываются через удельные расходы топлива и цены на него

$$И_t^{т} = ц_t^{т}(b_t^{тээ} W_t^{отп}),$$

где $ц_t^{т}$ - цена топлива в году t;

$b_t^{тээ}$ -удельный расход топлива на производство электроэнергии в году t.

Затраты на оплату труда ($И_t^{зп}$) определяются через численность персонала и среднюю заработную плату. В эту статью входят также дополнительная заработная плата, отчисления в фонды социального и медицинского страхования в пенсионный фонд

$$И_t^{зп} = ЗП_t Ч_t k^{доп},$$

где $ЗП_t$ - среднемесячная заработная плата в году t;

$Ч_t$ -численность трудящихся в году t;

$k^{доп}$- коэффициент, учитывающий выплаты в фонды социального страхования.

Амортизация ($И_t^а$) определяется, исходя из нормы амортизационных отчислений и динамики основных фондов на электростанции. Норма амортизационных отчислений рассчитывается по фактическим данным – на основании анализа соответствующих отчетных форм. Стоимость основных фондов определяется, исходя из начальной стоимости и объемов их ввода и выбытия

$$И_t^а = a * Оф_t,$$

где a - средний норматив амортизационных отчислений;

$Оф_t$ -стоимость основных производственных фондов электростанции в году t.

Прочие расходы ($И_t^{пр}$) определяются, исходя из динамики установленной мощности электростанции

$$И_t^{пр} = c_t^{пр} N_t^{уст},$$

где $c_t^{пр}$ - удельная себестоимость прочих расходов на электростанции в году t.

7. Балансовая прибыль ($П_t^{ст}$) определяется разницей выручки от реализации электроэнергии и издержек по их производству

$$П_t^{ст} = В_t^{ст} - И_t^{ст}.$$

8. Чистая прибыль ($ЧП_t^{ст}$) определяется разницей валовой прибыли и суммы налогов, берущихся с прибыли

$$ЧП_t^{ст} = П_t^{ст} - Н_t,$$

где $Н_t$ - налоги в году t.

$$Н_t = Н_t^{п} + Н_t^{пр},$$

где $Н_t^{п}$ - налог на прибыль в году t;

$Н_t^{пр}$ - прочие налоги, включающие в себя в том числе налог на имущество, и налог на содержание жилищно-коммунального хозяйства и социальной инфраструктуры в году t.

9. Рентабельность продукции ($Р_t$) определяется отношением балансовой прибыли и издержек на производство электроэнергии

$$Р_t = П_t^{ст} / И_t^{ст}.$$

10. Чистый дисконтированный доход ($ЧДД_t^{ст}$). Критерий, характеризующий чистый дисконтированный доход (ЧДД=>0) или интегральный приведенный коммерческий эффект, при реализации *i*-того проекта по экспорту электроэнергии и определяется

$$ЧДД_t^{ст} = \sum_{t=1}^{T_p} \left[ЧП_t - (КВ_t + И_t^{уг}) + И_t^{а} \right] q^t,$$

где $КВ_t$ - капиталовложения в году t;

$И_t^{УГ}$ - плата за выбросы CO_2, в году t;

T_p - расчетный период срока службы объекта;

$q^t = \left(\frac{1}{1+\varphi} \right)^t$, где φ - норма дисконта.

11. Внутренняя норма эффективности капвложений или **внутренняя норма доходности (ВНД)**, представляющая собой ту норму дисконта, при которой чистый дисконтированный доход равен 0

$$ВНД = \varphi \text{ при } ЧДД = 0.$$

12. Срок окупаемости ($Т_{ок}$)

Период времени ($t=Т_{ок}$), необходимый для того, чтобы доходы, покрыли затраты на инвестиции

$$\sum_{t=1}^{Tок} \left(В_t^{ст} - (КВ_t + И_t^{уг}) \right) q^t = 0.$$

В результате расчетов на модели определяются экспортные тарифы на электроэнергию, которые должны быть с одной стороны, конкурентоспособны на внешнем рынке, а с другой, отвечать критериям эффективности рассматриваемых проектов.

Выводы

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 (неразличимых с точки зрения принятых критериев) экспортных проектов;

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

Глава 3. Исследование сравнительной эффективности проектов экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай

3.1. Современное состояние и приоритеты развития электроэнергетики Восточной Сибири

На территории Восточной Сибири находится шесть субъектов Российской Федерации: Республики Бурятия, Тыва, Хакасия, Забайкальский и Красноярский края, Иркутская область.

В настоящее время большинство электростанций, расположенных на территории Восточной Сибири, принадлежат образованным (в результате реформирования РАО «ЕЭС Россия») генерирующим компаниям оптового рынка электроэнергии (ОГК) и территориальным генерирующим компаниям (ТГК). Так, теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) Красноярского края и Республики Хакасия входят в российский энергетический холдинг «Сибирская генерирующая компания»; ТЭЦ Забайкалья и Республики Бурятия – в ТГК-14; Гусиноозёрская и Харанорская ГРЭС входят в ОГК-3; Берёзовская ГРЭС вошла в ОГК-4; Красноярская ГРЭС – в ОГК-6, а Богучанская и Саяно-Шушенский ГЭК перешли в ОАО «РусГидро». Кроме того, в качестве самостоятельной компании выступает Иркутская региональная энергетическая компания ОАО «Иркутскэнерго».

В такой ситуации очень проблематичной становится задача получения согласованных решений названных разрозненных компаний по вопросам долгосрочного развития электроэнергетики Восточной Сибири и, прежде всего, в создании новых крупных гидроэлектростанций (ГЭС) и тепловых электростанций (ТЭС) для энергообеспечения растущих потребностей региона в электроэнергии и её экспорта.

За период 2010 – 2014 годов установленная мощность электростанций Восточной Сибири увеличилась на 4,2 ГВт или на 11,4%, в основном за счёт вводов мощностей на Богучанской ГЭС, а также вводов, реконструкции и перемаркировки генерирующих мощностей на тепловых электростанциях.

Суммарная установленная мощность электростанций функционирующих в энергосистемах Восточной Сибири в 2014 г. составляла 40,9 млн кВт (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Динамика изменения установленных мощностей на электростанциях Восточной Сибири в период 2010-2014 гг., млн. кВт

Показатель	2010 г.	2012 г.	2014 г.
Установленная мощность, всего	**36,7**	**38,5**	**40,9**
из них: ГЭС	*22,8*	*23,8*	*25,8*
ТЭС	*13,9*	*14,7*	*15,1*
в том числе: Хакасская энергосистема	*7,0*	*7,0*	*7,1*
из них: ГЭС	6,7	6,7	6,7
ТЭС	0,3	0,3	0,4
Красноярская энергосистема	*13,8*	*15,3*	*17,4*
из них: ГЭС	7,0	8,0	10
ТЭС	6,8	7,3	7,4
Иркутская энергосистема	*13,1*	*13,2*	*13,3*
из них: ГЭС	9,1	9,1	9,1
ТЭС	4,0	4,1	4,2
Тывинская энергосистема	*0,1*	*0,1*	*0,1*
из них: ТЭС	0,1	0,1	0,1
Бурятская энергосистема	*1,3*	*1,3*	*1,4*
из них: ТЭС	1,3	1,3	1,4
Забайкальская энергосистема	*1,4*	*1,6*	*1,6*
из них: ТЭС	1,4	1,6	1,6

Источники: Годовые формы Росстата 6-ТП

В 2014 г. на ТЭС приходилось 15,1 млн кВт или 37% от общей установленной мощности электростанций функционирующих в энергосистемах Восточной Сибири, на ГЭС – 25,8 млн кВт (63%) – таблица 3.2.

Одним из наиболее важных факторов, влияющий на развитие электроэнергетики Восточной Сибири, это состояние и технический уровень

оборудования электростанций в регионе. По оценкам [94-99], к 2030 г. более 65% действующего в настоящее время оборудования электростанций Восточной Сибири перейдет в разряд устаревшего и потребует его замены или капитального ремонта.

Таблица 3.2 - Структура изменения установленной мощности электростанций Восточной Сибири в период 2010-2014 гг., %

Показатель	2010 г.	2012 г.	2014 г.
Установленная мощность, всего	**100**	**100**	**100**
из них: ГЭС	*62,1*	*61,8*	*63,1*
ТЭС	*37,9*	*38,2*	*36,9*

Другая особенность электроэнергетики Восточной Сибири, заключается в большой доле ГЭС в структуре генерирующих мощностей региона, что осложняет управление режимами работы энергосистем региона.

Среди наиболее крупных гидроэлектростанций в Восточной Сибири выделяется: Саяно-Шушенский ГЭК установленной мощностью 6721 МВт в Хакасской энергосистеме; Красноярская (6000 МВт) и Богучанская (2997 МВт) ГЭС в Красноярской энергосистеме; Братская (4500 МВт) и Усть-Илимская (3840 МВт) ГЭС в Иркутской энергосистеме.

Среди наиболее крупных (более 500 МВт) тепловых электростанций Восточной Сибири в 2014 г. можно выделить: Березовскую ГРЭС-1 (1600 МВт), Назаровскую ГРЭС (1308 МВт), Красноярскую ГРЭС-2 (1250 МВт) в Красноярской энергосистеме; Иркутскую ТЭЦ-10 (1110 МВт) в Иркутской энергосистеме; Гусиноозерскую ГРЭС (1130 МВт) в Бурятской энергосистеме и Харанорскую ГРЭС (655 МВт) в Забайкальской энергосистеме. В 2014 г. на долю этих электростанций приходилось почти половина (47%) установленной мощности и выработки электроэнергии тепловых электростанций в регионе.

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 3.3).

Таблица 3.3 - 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

Источник: Годовые формы Росстата 6-ТП

Балансы электроэнергии в Восточной Сибири за 2010-2014 гг. приведены в таблице 3.4. В 2014 г. в регионе было произведено 156,2 млрд кВт·ч электроэнергии, в том числе: 95,8 млрд кВт·ч (61 %)- на ГЭС и 60,4 млрд кВт·ч (39 %) - на ТЭС. При этом поставки электроэнергии из Восточной Сибири в другие регионы и на экспорт составили 16,3 млрд кВт·ч (или 10,4% от объемов ее производства в регионе), в том числе в Монголию 0,3 млрд кВт·ч (0,2%).

Таблица 3.4 - Балансы электроэнергии в Восточной Сибири в 2010-2014 гг.

Показатель	2010 г.		2012 г.		2014 г.	
	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%	млрд кВт·ч	%
Электропотребление	138,5		143,2		139,9	
Поставки в другие районы*	11,2		9		16,3	
Производство, всего	149,7	100	152,2	100	156,2	100
в том числе: ГЭС	89,2	60	84,2	55	95,8	61
ТЭС	60,5	40	68	45	60,4	39

* Включая экспорт в Монголию

Расход котельно-печного топлива (КПТ) на ТЭС Восточной Сибири в период 2010-2014 гг. приведен в таблице 3.5.

С 2010 г. по 2014 г. потребление КПТ на ТЭС региона снизилось на 3,6% или на 1,1 млн т у.т. и составило 29,4 млн т у.т. При этом потребление газа возросло на 31% или на 1 млн т у.т., а потребление угля уменьшилось на 9% или на 2,3 млн т у.т.

Таблица 3.5 - Расход КПТ на ТЭС Восточной Сибири, млн т у.т.

Показатель	2010 г.		2014 г.	
	млн т у.т.	%	млн т у.т.	%
Расход топлива, всего	30,5	100	29,4	100
В том числе:				
Газ	3,2	10,5	4,2	14,3
Мазут	0,3	1,0	0,1	0,3
Уголь	25,7	84,3	23,4	79,6
Прочее топливо	1,3	4,3	1,7	5,8

Источник: Годовые формы Росстата 6-ТП

В результате в структуре расхода КПТ на ТЭС Восточной Сибири доля газа в 2014 г. увеличилась (по сравнению с 2010 г.) на 3,8% и достигла 14,3%, а доля угля снизилась на 4,7% и составила 79,6%.

Несмотря на увеличение расхода газа, основным видом топлива, потребляемого на ТЭС региона в этот период, оставался уголь. Расход угля по энергосистемам Восточной Сибири приведен в таблице 3.6.

Наиболее крупным потребителями угля на электростанциях Восточной Сибири являются ТЭС Красноярской энергосистемы (на долю которых в 2014 г. приходилось 47% потребляемого угля на ТЭС региона), ТЭС Иркутской энергосистемы (25%), ТЭС Бурятской (10%) и Забайкальской (14%) энергосистем.

Таблица 3.6 - Расход угля на ТЭС Восточной Сибири

Энергосистема	2010 г.		2014 г.	
	млн. т у.т.	%	млн. т у.т.	%
Расход, всего	25,7	100	23,4	100
В том числе:				
Хакасская	0,8	3,1	0,9	3,8
Красноярская	12,1	47,1	10,9	46,6
Иркутская	7,2	28,0	5,9	25,2
Тывинская	0,2	0,8	0,1	0,4
Бурятская	2,3	8,9	2,4	10,3
Забайкальская	3,1	12,1	3,2	13,7

Поскольку в настоящее время основным видом топлива, потребляемого на электростанциях региона, является уголь, поэтому во многих городах и населенных пунктах сложилась напряженная экологическая ситуация. Одним из решений этой проблемы может стать перевод ряда действующих электростанций региона с угля на газ и строительство новых электростанций на газе.

Основная электрическая сеть Восточной Сибири сформирована на базе линий электропередачи в габаритах класса напряжения 110, 220 и 500 кВ. По данным 2014 года их суммарная протяженность в одноцепном исполнении на территории Восточной Сибири составляла больше 43 тыс. км (таблица 3.7). Количество линий электропередачи составляет почти 900 единиц и чуть больше 800 трансформаторных подстанций (таблица 3.8) суммарной мощностью 97500 МВА.

Таблица 3.7 - Протяженность линии электропередачи 110 – 500 кВ в одноцепном исполнении на территории Восточной Сибири [94-99]

Энергосистема	Протяженность, км
Хакасская	4000
Тывинская	1458
Красноярская	6595
Иркутская	15764
Бурятская	6126
Забайкальская	9250
Всего	43193

Таблица 3.8 - Количество линии электропередачи и трансформаторных подстанций на территории Восточной Сибири

Энергосистема	110 кВ	220 кВ	500 кВ	1150 кВ	Трансформаторные подстанции
Хакасская	50	34	10	-	65
Красноярская*	260				418
Иркутская	176	65	23	-	162
Бурятская	114			-	106
Забайкальская	63	63	2**	-	79

* включая Республику Тыва

** напряжение 220 кВ, выполненные в габаритах 500 кВ

Источник: Данные системного оператора единой энергетической системы [100] и схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Красноярского края на период 2016 - 2020 годов [96]

Среди наиболее важных проблем в электросетевом хозяйстве Восточной Сибири можно отметить:

- значительный физический износ оборудования электрических сетей в регионе - износ сетей 110 кВ (с истекшим нормативным сроком) составляет около 50%, 220 кВ – 65-85% , 500 кВ – 35-40%;

- недостаточная пропускная способность линий электропередачи (110-220 кВ) в ряде северных районов Восточной Сибири (Мамско-Бодайбинский район в Иркутской области, Северо-Байкальский участок Байкало-Амурской магистрали в Республике Бурятия и др.);

- высокие потери электроэнергии в электрических сетях (более 10%).

Анализ современного состояния электроэнергетики Восточной Сибири позволил наметить основные приоритеты ее перспективного развития, среди которых:

- повышение технологического уровня развития с увеличением КПД электростанций, снижение потерь в электрических сетях и повышение манёвренности и управляемости энергосистем;

- оптимизация топливно-энергетического баланса ТЭС, в том числе за счёт максимального вовлечения экономически оправданных объёмов развития ГЭС;

- повышение потенциала использования нетрадиционных возобновляемых источников электроэнергии (солнечных и ветровых электростанций, малых ГЭС и т.д.);

- совершенствование структуры баланса котельно-печного топлива электростанций за счёт вовлечения в него высококачественных видов топлива и, прежде всего, природного газа;

- обеспечение опережающего развития электросетевого строительства, направленного на ликвидацию «узких мест» в электроснабжении потребителей, на выдачу мощности и электроэнергии вновь сооружаемых ГЭС и ТЭС, на энергоснабжение объектов нефтепроводной системы ВСТО (Восточная Сибирь - Тихий океан) и организацию экспорта электроэнергии в Китай;

- усиление межсистемных связей, гарантирующих надёжность обмена электрической энергией и мощностью между энергосистемами внутри региона и с энергосистемами соседних регионов;

- обоснование тарифов на электроэнергию, создающих инвестиционную привлекательность электроэнергетики Восточной Сибири и выдачу электроэнергии на экспорт.

3.2. Перспективные направления развития электроэнергетики Восточной Сибири в период до 2030 года

Для выработки перспективных направлений развития электроэнергетики Восточной Сибири до 2030 года использовалась разработанная автором оптимизационная модель развития электроэнергетической системы региона (см. 2.3).

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» (2009 г.) [101], «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года» (2010 г.) [34], а также схем и программы развития электроэнергетики регионов Восточной Сибири [94-99].

Соответствующие этим сценариям уровни электропотребления по энергосистемам Восточной Сибири приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 - Прогноз уровней электропотребления в Восточной Сибири

Энергосистема	2014 г.	Прогноз
		2030 г.
Восточная Сибирь, всего, млрд кВт·ч	139,9	195–245
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %*		*2,1–3,5*
В том числе:		
Хакасская	16,4	21,9-25
Тывинская	0,7	1,7-1,7
Красноярская	53,2	64,1-95
Иркутская	56,3	85,3-95,5
Бурятская	5,4	10,5-12,8
Забайкальская	7,9	11,1-15,5

*относительно 2014 г.

Примечание: здесь и далее - левая граница диапазона изменения показателей соответствует *умеренному сценарию*, правая – *оптимистическому сценарию*

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.

Прогноз спроса на электроэнергию по региональным энергосистемам получен с учетом намечаемых вводов новых крупных потребителей и расширения и модернизации действующих объектов [34].

В рассматриваемый период в Красноярском крае намечается строительство, Богучанского газохимического комплекса по переработке 17 млрд $м^3$ газа, разработка Ванкорского месторождения нефти (14–18 млн т) в Южной Эвенкии, Берёзовского и Абанского угольных разрезов и доведение их мощности до 80–90 млн т в год и т.д.

В этот же период в Иркутской области намечается наряду с расширением Иркутского и Братского алюминиевых заводов строительство нового Тайшетского алюминиевого завода производительностью 750 тыс. т, разработка Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, Ковыктинского газоконденсатного месторождения, строительство завода по сжижению гелия и т.д.

Большой набор инвестиционных проектов намечается реализовать в период до 2030 г. в регионах Восточной Сибири, наиболее крупными из которых являются: в Забайкальском крае – интенсивная разработка горнорудных проектов (титано-магниевые, ванадий содержащие руды, месторождения меди, золотосеребряные руды и др.); в Республике Тыва – добыча литиевых руд и производство чистого лития, освоение месторождений золота и серебра, полиметаллических руд и др.; в Республике Бурятия – добыча и обогащение свинцово-цинковых руд, добыча и обогащение урановых, молибденовых руд и др.

Прогнозируемые балансы электроэнергии, в целом по Восточной Сибири, для рассмотренных сценариев приведены в таблице 3.10, по отдельным энергосистемам в приложении 1.

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.

Таблица 3.10 - 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

Прогнозируемый при этом прирост выработки электроэнергии электростанциями региона необходимо к 2030 г. увеличить (таблица 3.11):

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

Таблица 3.11 - 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

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

Прогнозируемые балансы мощности для рассматриваемых сценариев развития электроэнергетики Восточной Сибири приведены в таблице 3.12, балансовые перетоки мощности между энергосистемами в приложении 1. Из таблицы 3.12 следует, что балансы мощности в целом по Восточной Сибири к

2030 г. в обоих сценариях будет складываться со значительным избытком мощностей.

Таблица 3.12 - Балансы мощности в Восточной Сибири, ГВт

Показатель	2014 г		2030 г.	
	ГВт	%	ГВт	%
Максимум нагрузки	20,6		28,2–35,6	
Число часов использования максимума нагрузки, час/год	6780		6900	
Поставки в другие регионы и на экспорт (Монголия)	3,3		4,7	
Резерв мощности	3,0		3,9–4,8	
То же, %	12,5		12,0	
Необходимая мощность	26,9		36,8–45,1	
Установленная мощность, всего	40,9	100	46,2–54,3	100
в том числе: ГЭС	25,8	63	27,5–28,5	59-52
ТЭС	15,1	37	18,7–25,8	41-48
Избыток (+)/Дефицит (-)	14		9,4-9,2	

Для обеспечения прогнозируемого производства электроэнергии установленная мощность электростанций в Восточной Сибири к 2030 г. должна увеличиться (по сравнению с 2014 г.) в 1,1 раза и составить 46 ГВт - *в умеренном сценарии* и в 1,3 раза и достигнуть 54 ГВт - *в оптимистическом сценарии*

При этом к 2030 г. доля ГЭС в структуре установленных мощностей региона должна снизится до 59% - в умеренном сценарии и до 52 % - в оптимистическом (против 63 % в 2014 г.), а доля ТЭС, соответственно, увеличится - до 41% и 48 %.

Для достижения требуемого развития установленных мощностей в регионе необходимо к 2030 г. ввести (таблица 3.13):

- 7,1 ГВт новых мощностей *в умеренном сценарии*, из них 1,6 ГВт на ГЭС и 5,5 ГВт на ТЭС;

- и 15,2 ГВт новых мощностей *в оптимистическом сценарии*, из них 2,6 ГВт на ГЭС и 12,6 ГВт на ТЭС.

Таблица 3.13 - Вводы мощности на электростанциях Восточной Сибири, ГВт

Показатель	2014-2030 гг.
Вводы мощности, всего	7,1–15,2
в том числе: на ГЭС	1,6–2,6
из них: Нижнебогучанской ГЭС	0-0,7
Выдумской ГЭС	1,3
Тельмамской ГЭС	0-0,3
Мокской ГЭС	0,3
на ТЭС	5,5–12,6
из них: Ленской КЭС-ПГУ на газе	0,8
Байкальской КЭС на угле	0-3,0
Березовской ГРЭС-1 (расш)	0,8-4,1
Харанорской ГРЭС (расш)	0-0,6
Гусиноозерской ГРЭС (расш)	0-0,2
ТЭЦ, всего	3,9
Демонтаж мощности, всего	1,8
в том числе: ТЭС	1,8

Для этого *в обоих сценариях* предполагалось сооружение и ввод мощностей (1300 МВт) на Мотыгинской (Выдумской) ГЭС в Красноярском крае и Мокской ГЭС (ввод первой очереди на 300 МВт) в Республике Бурятия. Кроме этого, *в оптимистическом сценарии* к 2030 г. прогнозируется сооружение и ввод мощностей на Нижнебогучанской ГЭС (700 МВт) в Красноярском крае и Тельмамской ГЭС (300 МВт) в Иркутской области.

Строительство Выдумской и Нижнебогучанской ГЭС в Красноярском крае будет направлено на электроснабжение таких крупных инвестиционных проектов, как освоение Тагарского месторождения железных руд и освоение Горевского месторождения полиметаллических руд.

Сооружение Мокской ГЭС с контррегулятором Ивановской ГЭС, в Республике Бурятия рассматривается как источник энергоснабжения предприятий, планирующих разработку перспективных месторождений Республики, в частности Удоканского месторождения меди, Озёрного свинцово-цинкового месторождения, Хиагдинского месторождения урана и пяти его месторождений-спутников. Строительство ГЭС также рассматривается как основа электрификации Байкало-Амурской магистрали и как один из источников для возможного экспорта электроэнергии в Китай.

Строительство Тельмамской ГЭС в Бодайбинском районе Иркутской области будет связано с необходимостью освоения крупного месторождения золота и обеспечения электроэнергией золоторудного комбината «Сухой Лог». Кроме того, строительство ГЭС может стать стимулом для социально-экономического развития территории, находящейся сегодня в стороне от нефтегазовых месторождений и БАМа.

Что касается тепловых электростанций, то к 2030 г. по *умеренному сценарию* ввод мощностей прогнозируется на Березовской ГРЭС (800 МВт) в Красноярской энергосистеме и новой Ленской КЭС-ПГУ (800 МВт) в Иркутской энергосистеме.

По *оптимистическому* сценарию более крупный ввод (расширение) мощностей к 2030 г. прогнозируется на действующих электростанциях региона: Березовской ГРЭС (4000 МВт) в Красноярской энергосистеме, Харанорской ГРЭС (600 МВт) в Забайкальской энергосистеме, Гусиноозерской ГРЭС (200 МВт) в Бурятской энергосистеме, а также на новых ТЭС Иркутской энергосистемы: Ленской КЭС-ПГУ (800 МВт) на газе и Байкальской КЭС (3000 МВт) на угле.

Кроме того, в обоих сценариях ввод мощностей к 2030 г. прогнозируется на ТЭЦ региона (3,9 ГВт), среди них: на Красноярской ТЭЦ-3, Ново-Зиминской ТЭЦ, Улан-Удэнской ТЭЦ-2, Читинской ТЭЦ-3, Тывинской ТЭЦ и др.

Сводная информация об объемах ввода генерирующих мощностей по энергосистемам Восточной Сибири представлена в таблице 3.14.

Таблица 3.14 - Прогнозируемые вводы генерирующих мощностей по энергосистемам Восточной Сибири, ГВт

Энергосистема	2014-2030 гг.
Вводы мощности, всего	7,1–15,2
В том числе:	
Красноярская, всего	2,8-6,8
из них: ГЭС	1,3 - 2,0
ТЭС	1,5-4,8
Иркутская, всего	3,0-6,3
из них: ГЭС	0 - 0,3
ТЭС	3,0-6,0
Тывинская, всего	0,3
из них: ТЭС	0,3
Бурятская, всего	0,6-0,8
из них: ГЭС	0,3
ТЭС	0,3-0,5
Забайкальская, всего	0,4-1,0
из них: ТЭС	0,4-1,0

Наибольший ввод мощностей намечается в Красноярской, Иркутской и Бурятской энергосистемах. Восточной Сибири.

С ростом выработки электроэнергии на ТЭС увеличится в 1,6–2 раза и расход КПТ на электростанциях Восточной Сибири и к 2030 г. составит 46–59 млн т у.т. (таблица 3.15).

Прогнозируется, что основной прирост потребления КПТ будет происходить за счет угля, расход которого увеличится на 12 млн т у.т. в *умеренном сценарии* и на 25 млн т у.т. в *оптимистическом сценарии*.

Расход котельно-печного топлива по энергосистемам Восточной Сибири приводится в приложении 2.

За счёт газа потребление топлива на электростанциях в рассматриваемый период возрастет на 4,9 млн т у.т. В результате, к 2030 г. доля газа в структуре потребляемого топлива на ТЭС региона увеличится до 19,5–15,5 % (против 14,3 % в 2014 г.).

Таблица 3.15 - Потребление КПТ на ТЭС Восточной Сибири, млн т у.т.

Показатель	2014 г.	Прогноз
		2030 г.
Расход топлива, всего	29,4	46,2-59
В том числе:		
Газ	4,2	9,1
Мазут	0,1	0,2
Уголь	23,4	35,6-48,4
Прочее топливо	1,7	1,3
Тоже, в %		
Газ	14,3	19,7-15,5
Мазут	0,3	0,4-0,3
Уголь	79,6	77,1-82
Прочее топливо	5,8	2,8-2,2

Полученные в результате расчетов укрупненные схемы балансовых перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири в 2030 г. для *умеренного и оптимистического сценария* представлены в приложении 3.

При умеренном сценарии развития электроэнергетики Восточной Сибири на перспективу до 2030 г видно, что наиболее крупные перетоки мощности/электроэнергии происходят из Хакасской в Красноярскую ЭС (0,6 ГВт/3,0 млрд кВт·ч), из Красноярской в Иркутскую ЭС (1,5 ГВт/7,4 млрд кВт·ч), из Иркутской в Бурятскую ЭС (0,7 ГВт/3,3 млрд кВт·ч), из Бурятской в Забайкальскую ЭС (0,2 ГВт/1,1 млрд кВт·ч), Выдача в Западную Сибирь из Красноярской ЭС составляет 4,7 ГВт/23,5 млрд кВт·ч.

При оптимистическом сценарии развития электроэнергетики Восточной Сибири на перспективу до 2030 г направления перетоков фактически остаются те же что и в умеренном сценарии, только меняются объёмы передачи мощности и электроэнергии. В отличие от умеренного сценария появляется переток из Иркутской в Красноярскую ЭС (0,4 ГВт/1,8 млрд кВт·ч). Это связано с более

дешевой электроэнергией и избытками в Иркутской ЭС. Так же перетоки происходят из Иркутской в Бурятскую ЭС (0,9 ГВт/4,5 млрд кВт·ч), из Бурятской в Забайкальскую ЭС (0,3 ГВт/1,4 млрд кВт·ч), Выдача в Западную Сибирь из Красноярской ЭС составляет 4,7 ГВт/23,5 млрд кВт·ч.

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

3.3. Оценка сравнительной эффективности возможных проектов экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай

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) [35];

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» [34], «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года» [29], «Схема территориального планирования РФ в области энергетики до 2030 года» [102], «Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года» [103] 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 3.16 [32].

Таблица 3.16 - Технико-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
Электростанции					
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	17,6	20,8	15,6	5,2	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
ЛЭП					
Тип ЛЭП	±500 кВ	±500 кВ	±500 кВ		±500 кВ
Пропускная способность одной цепи, ГВт	3,3	3,3	3,3		3,3
Количество цепей, шт.	1	1	1		1
Длина трассы, км	1100	1860	380		1100
Собственные нужды и потери линейной части,(%/1000км)	2,5	2,5	2,5		2,5
Количество подстанций, шт	2	2	2		2
Собст.нужды и потери ПС,(%/шт.)	0,6	0,6	0,6		0,6
Удельные капвложения в линейную часть, тыс.дол./км	600	600	600		600
Удельные капвложения в подстанцию, млн.дол./шт.	100	100	100		100

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 (таблица 3.9)

при низких и высоких ценах на топливо для электростанций. Прогнозируемые цены на топливо для электростанций по региональным энергосистемам (РЭС) Восточной Сибири приведены в таблице 3.17.

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

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 электроэнергетическая система региона будет отдавать свои избытки электроэнергии на экспорт, либо экспортные электростанции – свои избытки в систему.

Таблица 3.17 - Прогнозируемые цены* на газ и уголь в Восточной Сибири в 2030 г., дол./т у.т.

Энергосистема	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, Забайкальская	-	-	55	75

* без учета инфляции

Далее будет производиться поочередное включение в модель каждого из рассматриваемых проектов сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи и показано изменение структуры производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири и дополнительные затраты на развитие электроэнергетики региона.

3.3.1. КЭС на ковыктинском газе

В таблице 3.18 показана структура производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири в 2030 году при сооружении КЭС на ковыктинском газе для двух вариантов сочетаний внешних условий развития электроэнергетики региона: *вариант 1* - низкие уровни электропотребления (таблица 3.9) и низкие цены на топливо (таблица 3.17); *вариант 2* - высокие уровни электропотребления и высокие цены на топливо.

При этом для каждого варианта внешних условий развития электроэнергетики региона:

- в столбце А - показана структура производства электроэнергии, обеспечивающая собственные потребности электроэнергетической системы 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 ± Δ - 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.

Таблица 3.18 - 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	± Δ (Б-А)	А	Б	± Δ (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	
в т.ч. ГЭС, всего	**117,2**	**117,2**		**121,8**	**120,6**	**-1,2**
действ	94,1	94,1		94,1	94,1	
новые	23,2	23,2		27,7	26,5	
из них: Богучанская ГЭС	17,6	17,6		17,6	17,6	
Нижнебогучанская ГЭС	-	-		3,3	3,3	
Выдумская ГЭС	4,4	4,4		4,4	4,4	
Тельмамская ГЭС	-	-		1,2	-	-1,2
Мокская ГЭС	1,2	1,2		1,2	1,2	
ТЭС, всего (без эскпортных)	**101**	**99,4**	**-1,6**	**147,2**	**147,2**	
действ ТЭС	70,4	70,4		70,4	70,4	
новые ТЭС	30,6	29	-1,6	76,8	76,8	
из них: Ленская КЭС-ПГУ на газе	3,2	3,2		3,2	3,2	
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	
ТЭЦ всего	21,9	21,9		21,9	21,9	
ТЭС экспортные, всего	**-**	**17,6**	**1,6***	**0**	**17,2**	**1,2***
из них: Ковыктинская КЭС-ПГУ		17,6			17,2	

* - в сравнении с планируемым экспортом

Принципиальная схема перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении КЭС на ковыктинском газе в Иркутской области в *варианте 1* представлена в приложении 3-А.

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

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. Изменения перетока мощности и электроэнергии в данном случае не предусмотрено, в связи с тем, что все структурные изменения при вводе экспортной Ковыктинской КЭС происходят внутри Иркутской ЭС.

Принципиальная схема перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении КЭС на ковыктинском газе в Иркутской области в *варианте 2* представлена в приложении 3-А.

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

3.3.2. КЭС на канско-ачинском угле (КАУ) в Красноярском крае

В таблице 3.19 показана структура производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири в 2030 году при сооружении экспортной КЭС на КАУ (Березовской КЭС) для двух вариантов сочетаний внешних условий развития электроэнергетики региона.

В *варианте 1* в случае экспорта электроэнергии, выработку на экспортной Березовской КЭС целесообразно довести до 20,8 млрд кВт·ч, из них 16 млрд кВт·ч отправить на экспорт и 4,8 млрд кВт·ч выдать в ЭЭС Восточной Сибири. Это позволит снизить выработку на расширяемой Березовской ГРЭС-1 на 4,8 млрд кВт·ч. Изменения перетока мощности и электроэнергии в данном случае не предусмотрено, в связи с тем, что все структурные изменения при вводе экспортной Березовской КЭС происходят внутри Красноярской ЭС.

Принципиальная схема перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении экспортной Березовской КЭС в *варианте 1* представлена в приложении 3-Б.

Дополнительные приведенные затраты на развитие электроэнергетики Восточной Сибири с учетом экспорта составят 1131 млн. дол.

Таблица 3.19 - Структура производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири в 2030 году при сооружении Березовской экспортной электростанции

Показатель	Условия развития ЭЭС региона					
	Вариант 1			Вариант 2		
	А	Б	± Δ (Б-А)	А	Б	± Δ (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	
в т.ч. ГЭС, всего	**117,2**	**117,2**		**121,8**	**120,6**	**-1,2**
действ	94,1	94,1		94,1	94,1	
новые	23,2	23,2		27,7	26,5	
из них: Богучанская ГЭС	17,6	17,6		17,6	17,6	
Нижнебогучанская ГЭС	-	-		3,3	3,3	
Выдумская ГЭС	4,4	4,4		4,4	4,4	
Тельмамская ГЭС	-	-		1,2	-	-1,2
Мокская ГЭС	1,2	1,2		1,2	1,2	
ТЭС, всего (без эскпортных)	**101**	**96,2**	**-4,8**	**147,2**	**143,6**	**-3,6**
действ ТЭС	70,4	70,4		70,4	70,4	
новые ТЭС	30,6	25,8	-4,8	76,8	73,2	-3,6
из них: Ленская КЭС-ПГУ на газе	3,2	3,2		3,2	3,2	
Байкальская КЭС на угле	-	-		19,3	15,7	-3,6
Березовская ГРЭС-1 (расш)	5,5	0,7	-4,8	26,9	26,9	
Харанорская ГРЭС (расш)	-	-		4,1	4,1	
Гусиноозерская ГРЭС (расш)	-	-		1,4	1,4	
ТЭЦ всего	21,9	21,9		21,9	21,9	
ТЭС экспортные, всего	**-**	**20,8**	**4,8***	**0**	**20,8**	**4,8***
из них: Березовская КЭС		20,8			20,8	

* - в сравнении с планируемым экспортом

В *варианте 2* в случае экспорта электроэнергии, выработку на экспортной Березовской КЭС целесообразно довести до 20,8 млрд кВт·ч. Это позволит отказаться от строительства Тельмамской ГЭС (1,2 млрд кВт·ч) и снизить выработку на Байкальской КЭС на 3,6 млрд кВт·ч. А также позволит направить переток мощности и электроэнергии из Красноярского края в Иркутскую область и составит 0,6 ГВт /3 млрд кВт·ч.

Принципиальная схема перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении экспортной Березовской КЭС в *варианте 2* представлена в приложении 3-Б.

Дополнительные приведенные затраты на развитие электроэнергетики Восточной Сибири с учетом экспорта составят 1291 млн. дол.

3.3.3. КЭС на угле в Республике Бурятия и Забайкальском крае

В таблице 3.20 показана структура производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири в 2030 году при сооружении Олонь-Шибирской и Новой-Харанорской экспортных электростанций для двух вариантов сочетаний внешних условий развития электроэнергетики региона.

В *варианте 1* в случае экспорта электроэнергии выработку на экспортных Олонь-Шибирской и Новой-Харанорской КЭС целесообразно довести до 19,1 млрд кВт·ч, из них 16 млрд кВт·ч отправить на экспорт и 3,1 млрд кВт·ч выдать в ЭЭС Восточной Сибири. Это позволит снизить выработку электроэнергии на расширяемой Березовской ГРЭС-1 на 3,4 млрд кВт·ч, и увеличить выработку электроэнергии на расширяемой Харанорской ГРЭС на 0,3 млрд кВт·ч. А также позволит сократить переток мощности и электроэнергии из Красноярского края в Иркутскую область на 0,7 ГВт /3,3 млрд кВт·ч, отказаться от перетока из Иркутской области в Республику Бурятия (0,7 ГВт /3 млрд кВт·ч), увеличить переток из Республики Бурятия в Забайкальский край на 2,2 ГВт /11,1 млрд кВт·ч для обеспечения экспорта до границы Китая.

Принципиальная схема перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении Олонь-Шибирской и Новой-Харанорской экспортной электростанции на угле в Республике Бурятия и Забайкальском крае в *варианте 1* представлена в приложении 3-В.

Дополнительные приведенные затраты на развитие электроэнергетики Восточной Сибири с учетом экспорта составят 1196 млн. дол.

Таблица 3.20 - Структура производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири в 2030 году при сооружении Олонь-Шибирской и Новой-Харанорской экспортных электростанций

Показатель	Условия развития ЭЭС региона					
	Вариант 1			Вариант 2		
	А	Б	± Δ (Б-А)	А	Б	± Δ (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	
в т.ч. ГЭС, всего	**117,2**	**117,2**		**121,8**	**120,6**	**-1,2**
действ	94,1	94,1		94,1	94,1	
новые	23,2	23,2		27,7	26,5	
из них: Богучанская ГЭС	17,6	17,6		17,6	17,6	
Нижнебогучанская ГЭС	-	-		3,3	3,3	
Выдумская ГЭС	4,4	4,4		4,4	4,4	
Тельмамская ГЭС	-	-		1,2	-	-1,2
Мокская ГЭС	1,2	1,2		1,2	1,2	
ТЭС, всего (без эскпортных)	**101**	**97,9**	**-3,1**	**147,2**	**144,9**	**-2,3**
действ ТЭС	70,4	70,4		70,4	70,4	
новые ТЭС	30,6	27,5	-3,1	76,8	74,5	-2,3
из них: Ленская КЭС-ПГУ на газе	3,2	3,2		3,2	3,2	
Байкальская КЭС на угле	-	-		19,3	18,4	-0,9
Березовская ГРЭС-1 (расш)	5,5	2,1	-3,4	26,9	26,9	
Харанорская ГРЭС (расш)	-	0,3	0,3	4,1	4,1	
Гусиноозерская ГРЭС (расш)	-	-		1,4	-	-1,4
ТЭЦ всего	21,9	21,9		21,9	21,9	
ТЭС экспортные, всего	**-**	**19,1**	**3,1***	**0**	**19,5**	**3,5***
из них: Олонь-Шибирская КЭС		13,9			14,3	
Новая-Харанорская КЭС		5,2			5,2	

* - в сравнении с планируемым экспортом

В *варианте 2* в случае экспорта электроэнергии выработку на экспортных Олонь-Шибирской и Новой-Харанорской КЭС целесообразно довести до 19,5 млрд кВт·ч. Это позволит отказаться от строительства Тельмамской ГЭС (1,2 млрд кВт·ч), расширения Гусиноозерской ГРЭС (1,4 млрд кВт·ч) и снизить выработку на Байкальской КЭС на 0,9 млрд кВт·ч. А также позволит сократить переток мощности и электроэнергии из Иркутской области в Республику Бурятия на 0,4 ГВт /2,1 млрд кВт·ч, увеличить переток из Республики Бурятия в

Забайкальский край на 2,1 ГВт /10,8 млрд кВт·ч для обеспечения экспорта до границы Китая.

Принципиальная схема перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении Олонь-Шибирской и Новой-Харанорской экспортных электростанций на угле в Республике Бурятия и Забайкальском крае в *варианте 2* представлена в приложении 3-В.

Дополнительные приведенные затраты на развитие электроэнергетики Восточной Сибири с учетом экспорта составят 1384 млн. дол.

3.3.4. КЭС на мугунском угле

В таблице 3.21 показана структура производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири в 2030 году при сооружении КЭС на мугунском угле для двух вариантов сочетаний внешних условий развития электроэнергетики региона.

В *варианте 1* в случае экспорта электроэнергии выработку на экспортной КЭС на мугунском угле целесообразно довести до 20,8 млрд кВт·ч, из них 16 млрд кВт·ч отправить на экспорт и 4,8 млрд кВт·ч выдать в ЭЭС Восточной Сибири. Это позволит снизить выработку на расширяемой Березовской ГРЭС-1 на 4,8 млрд кВт·ч. А также позволит сократить переток мощности и электроэнергии из Красноярского края в Иркутскую область на 1 ГВт /4,8 млрд кВт·ч.

Принципиальная схема перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении КЭС на мугунском угле в Иркутской области в *варианте 1* представлена в приложении 3-Г.

Дополнительные приведенные затраты на развитие электроэнергетики Восточной Сибири с учетом экспорта составят 1002 млн. дол.

В *варианте 2* в случае экспорта электроэнергии выработку на экспортной КЭС на мугунском угле целесообразно довести до 20,8 млрд кВт·ч. Это позволит отказаться от строительства Тельмамской ГЭС (1,2 млрд кВт·ч) и снизить выработку на Байкальской КЭС Иркутской области на 3,6 млрд кВт·ч. Изменения

перетока мощности и электроэнергии в данном случае не предусмотрено, в связи с тем, что все структурные изменения при вводе экспортной Мугунской КЭС происходят внутри Иркутской ЭС.

Таблица 3.21 - Структура производства электроэнергии на электростанциях Восточной Сибири в 2030 году при сооружении КЭС на мугунском угле

Показатель	Условия развития ЭЭС региона					
	Вариант 1			Вариант 2		
	А	Б	± Δ (Б-А)	А	Б	± Δ (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	
в т.ч. ГЭС, всего	**117,2**	**117,2**		**121,8**	**120,6**	**-1,2**
Действ	94,1	94,1		94,1	94,1	
Новые	23,2	23,2		27,7	26,5	
из них: Богучанская ГЭС	17,6	17,6		17,6	17,6	
Нижнебогучанская ГЭС	-	-		3,3	3,3	
Выдумская ГЭС	4,4	4,4		4,4	4,4	
Тельмамская ГЭС	-	-		1,2	-	-1,2
Мокская ГЭС	1,2	1,2		1,2	1,2	
ТЭС, всего (без эскпортных)	**101**	**96,2**	**-4,8**	**147,2**	**143,6**	**-3,6**
действ ТЭС	70,4	70,4		70,4	70,4	
новые ТЭС	30,6	25,8	-4,8	76,8	73,2	-3,6
из них: Ленская КЭС-ПГУ на газе	3,2	3,2		3,2	3,2	
Байкальская КЭС на угле	-	-		19,3	15,7	-3,6
Березовская ГРЭС-1 (расш)	5,5	0,7	-4,8	26,9	26,9	
Харанорская ГРЭС (расш)	-	-		4,1	4,1	
Гусиноозерская ГРЭС (расш)	-	-		1,4	1,4	
ТЭЦ всего	21,9	21,9		21,9	21,9	
ТЭС экспортные, всего	**-**	**20,8**	**4,8***	**0**	**20,8**	**4,8***
из них: Мугунская КЭС		20,8			20,8	

* - в сравнении с планируемым экспортом

Принципиальная схема перетоков мощности и электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении КЭС на мугунском угле в Иркутской области в *варианте 2* представлена в приложении 3-Г.

Дополнительные приведенные затраты на развитие электроэнергетики Восточной Сибири с учетом экспорта составят 1177 млн. дол.

Далее в соответствии с предлагаемым методическим подходом строится *матрица затрат* на развитие ЭЭС Восточной Сибири (таблица 3.22).

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

Таблица 3.22 - Матрица затрат на развитие ЭЭС Восточной Сибири, млн. дол.

Проекты	Условия развития ЭЭС			
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
X_1	7664	11127	9515	11061
X_2	7821	11269	9567	11101
X_3	7886	11362	9622	11198
X_4	7691	11154	9489	11033

где, X_1, X_2 , X_3, X_4 – 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*, столбцы которой определяются сочетаниями внешних условий развития ЭЭС региона, а строки – полученными вариантами развития ЭЭС при рассмотренных проектах сооружения экспортных электростанций в регионе (таблица 3.23).

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).

Таблица 3.23 - Матрица экономических рисков на развитие электроэнергетической системы (ЭЭС) Восточной Сибири, млн. дол.

Проекты	Условия развития ЭЭС				Критерии*	
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Лапласа	Сэвиджа
X_1	0	0	25,7	27,9	**13,4**	27,9
X_2	157	141	77	68	111	157
X_3	221	234	132	164	188	234
X_4	27,6	26,9	0	0	13,6	**27,6**

* в столбце отмечен лучший вариант по соответствующему критерию

Исследования показали: совместное применение формальных критериев теории игр позволяет выявить два проекта сооружения экспортных электростанций и линий электропередачи (таблица 3.23), 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.

3.4. Оценка коммерческой эффективности проектов экспорта электроэнергии из Восточной Сибири в Китай

Равноэкономичность выбранных выше экспортных проектов не делает окончательный выбор решения произвольным. Обязательное требование к выбираемому проекту – его практическая реализуемость [104].

В диссертационной работе, с использованием разработанной автором имитационной модели, дается оценка коммерческой эффективности отобранных на первом этапе двух проектов сооружения экспортных электростанций и соответствующих линий электропередачи 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_2), 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 $м^3$, на мугунский уголь - 23-30 долл./т

Для принятых исходных посылок расчетный тариф на отпускаемую электроэнергию с экспортных электростанций приведен в таблице 3.24, тариф на передачу электроэнергии – в таблице 3.25.

Результаты расчетов экспортных тарифов на границе с Китаем приведены в таблице 3.26.

Из таблицы 3.26 видно, что проект сооружения экспортной Ковыктинской КЭС с передачей электроэнергии по линии постоянного тока до границы с Китаем является более предпочтительным (по принятому критерию) по сравнению с проектом сооружения экспортной Мугунской КЭС в Иркутской области.

Таблица 3.24 - Тариф на отпускаемую электроэнергию с экспортных электростанций

Показатель	КЭС	
	Ковыктинская	Мугунская
Себестоимость, цент/кВт·ч В том числе эксплуатационные затраты топливная составляющая*	3,2-4,1 0,7 2,5-3,4	3-3,4 1,7 1,3-1,7
Удельная плата за выбросы CO_2, цент/кВт·ч	0,38	0,82
Внутренняя норма доходности (ВНД), %	15	15
Срок окупаемости, лет	18	18
Тариф на отпускаемую электроэнергию, цент/кВт·ч	*6,5-7,4*	*8,7-9,2*

*При ценах на газ (130-175 долл./1000 м^3) и уголь (23-30 долл./т)

Таблица 3.25 - Тариф на передачу электроэнергии до границы Китая

Показатель	Значения
Себестоимость передачи электроэнергии, цент/кВт·ч	0,5
Внутренняя норма доходности (ВНД), %	15
Срок окупаемости, лет	15
Тариф на передачу электроэнергии, цент/кВт·ч	*1,4*

Таблица 3.26 - Тариф на электроэнергию на границе с Китаем

Показатель	Единица измерения	КЭС	
		Ковыктинская	Мугунская
Тариф на приемном конце, всего	*цент/кВт·ч*	*7,9-8,8*	*10,1-10,6*
В том числе:			
на генерацию	цент/кВт·ч	6,5-7,4	8,7-9,2
передачу	цент/кВт·ч	1,4	1,4

3.5. Анализ чувствительности факторов риска на эффективность сооружения экспортной КЭС на ковыктинском газе

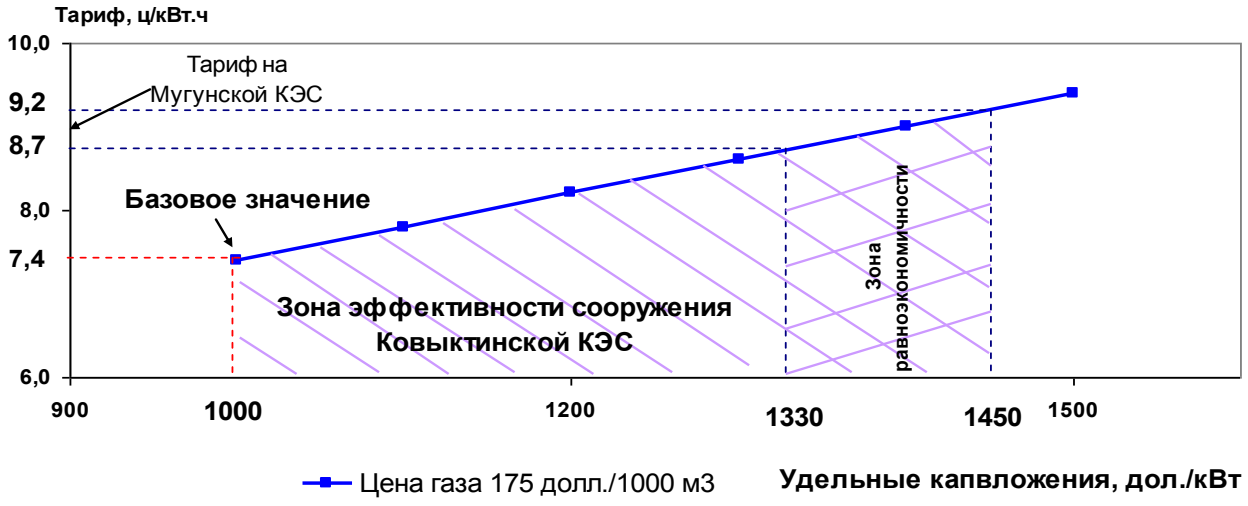
В диссертации в качестве основных факторов рисков, связанных с сооружением Ковыктинской (экспортной) электростанции, рассматриваются:

- неопределенность в оценке стоимости сооружения КЭС;

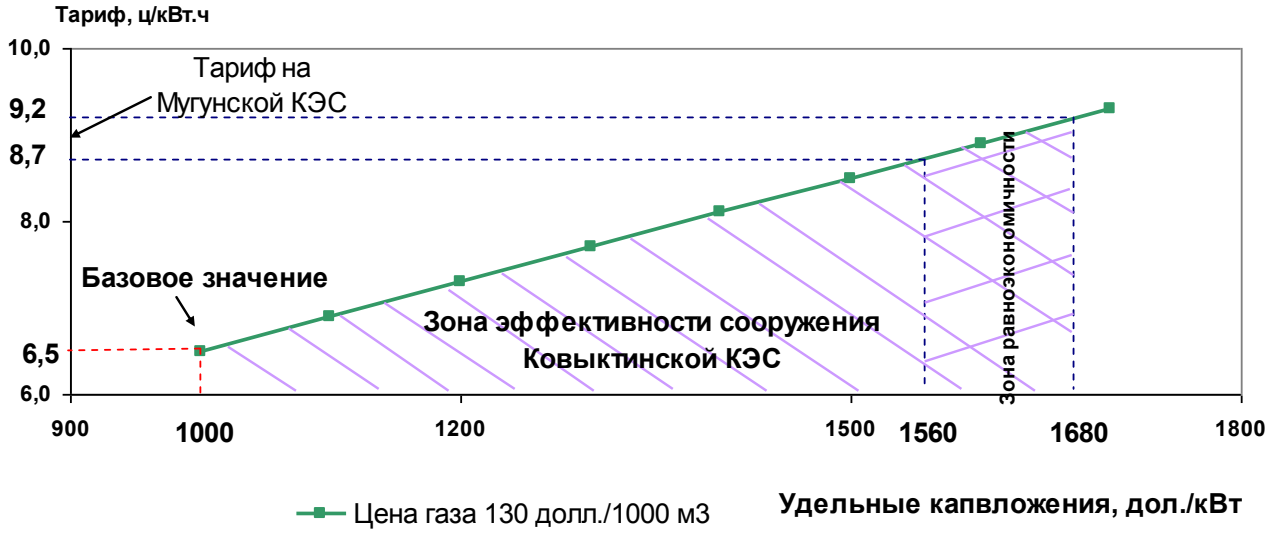
- неопределенность в показателях ожидаемой эффективности (срок окупаемости, внутренняя норма доходности проекта).

Анализ чувствительности на эффективность сооружения Ковыктинской КЭС производился при цене угля на Мугунской КЭС равной 45-60 дол./т у.т.

Изменение тарифа на отпускаемую электроэнергию с Ковыктинской КЭС в зависимости от стоимости ее сооружения (удельных капиталовложений) и цены газа приведено на рисунке 3.1.



а)



б)

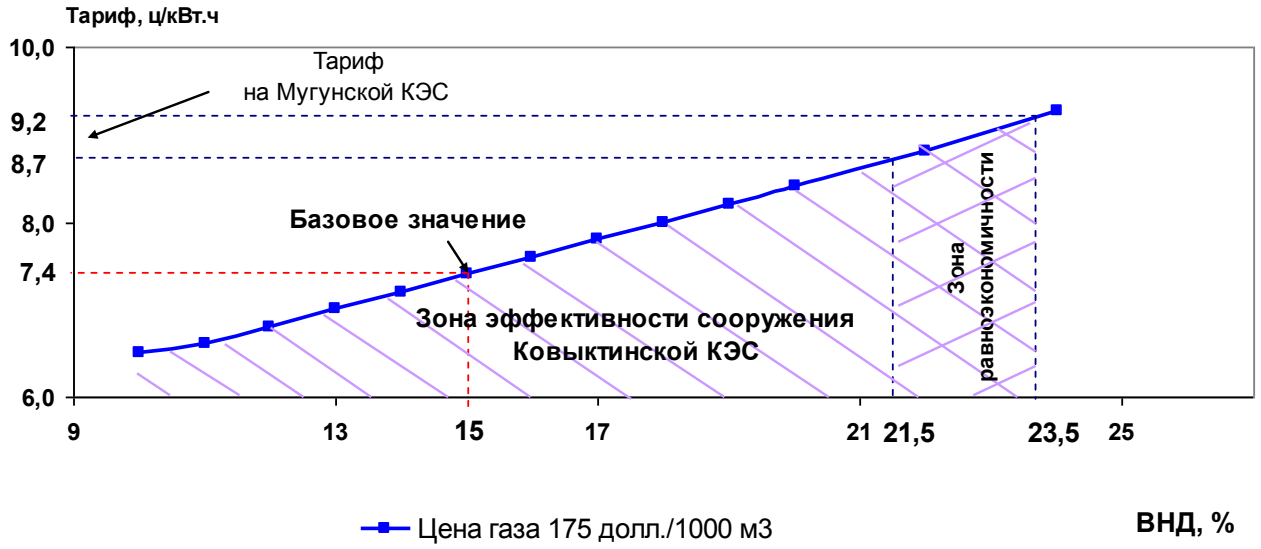
Рисунок 3.1 - Изменение тарифа на отпускаемую электроэнергию с Ковыктинской КЭС в зависимости от стоимости ее сооружения и цены газа:

а) 175 долл./1000 м^3; б) 130 долл./1000 м^3

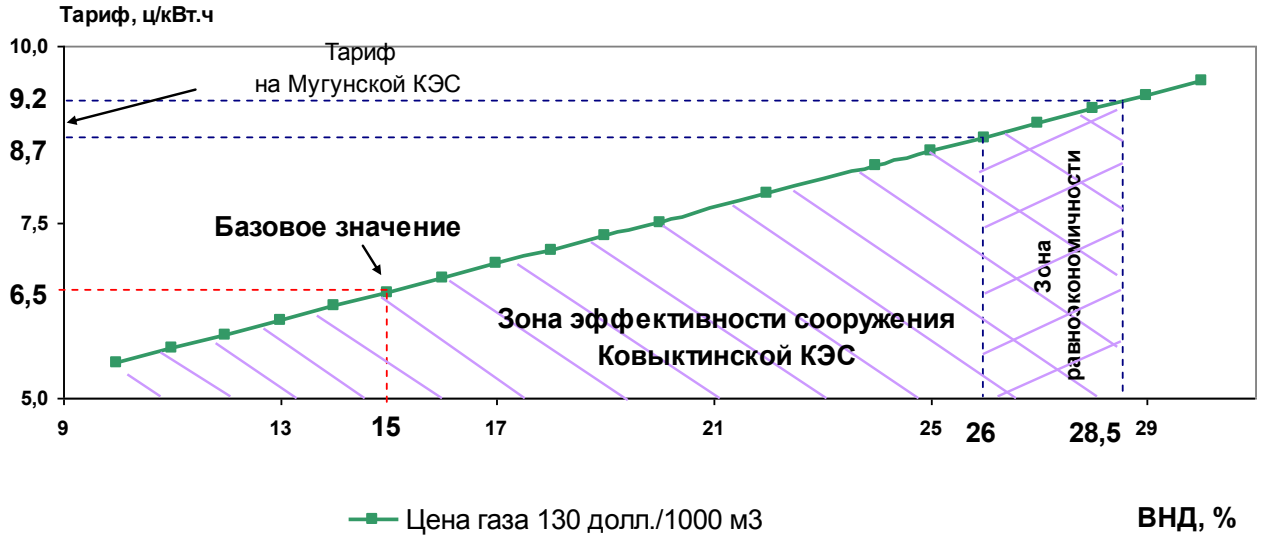
Сооружение Ковыктинской КЭС на газе в Иркутской области будет предпочтительней по сравнению с Мугунской КЭС на угле при удельных капиталовложениях, если они не превысят: 1330 долл./кВт при цене газа 175 долл./1000 м3 (рисунок 3.1а) и 1560 долл./кВт при цене газа 130 долл./1000 м3 (рисунок 3.1б).

Изменение тарифа на отпускаемую электроэнергию с Ковыктинской КЭС в зависимости от величины внутренней нормы доходности (ВНД) и цены газа показано на рисунке 3.2.

Сооружение Ковыктинской КЭС будет предпочтительней по сравнению с Мугунской КЭС при внутренней норме доходности (ВНД), если она не превышает: 22% при цене газа 175 долл./1000 м3 (рисунок 3.2а) и 26 % при цене газа 130 долл./1000 м3 (рисунок 3.2б).



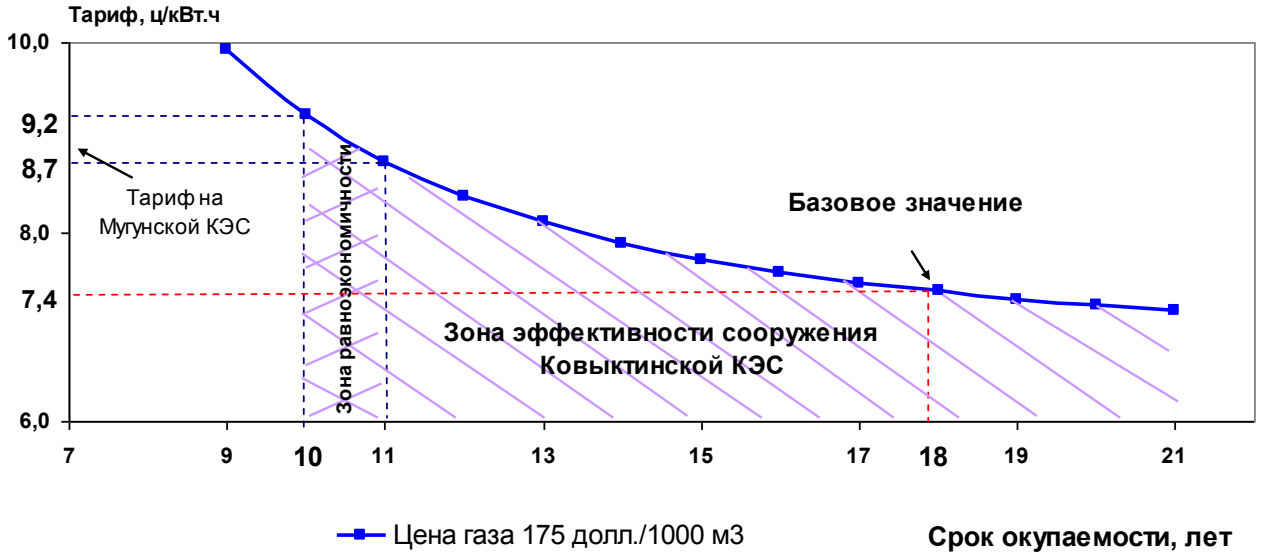
а)



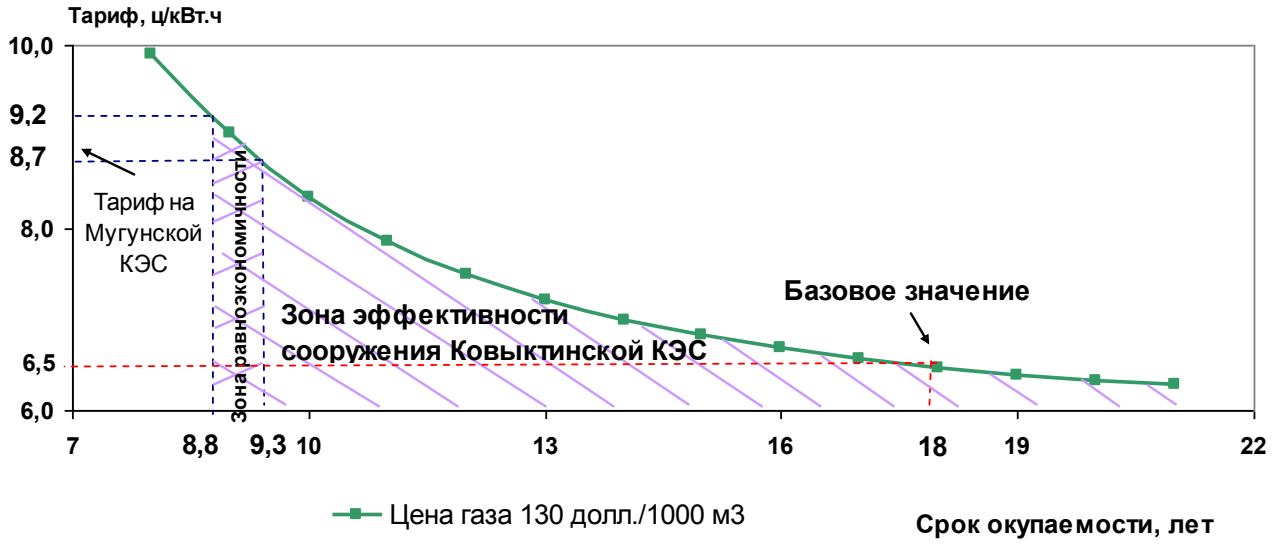
б)

Рисунок 3.2 - Изменение тарифа на отпускаемую электроэнергию с Ковыктинской КЭС в зависимости от величины внутренней нормы доходности (ВНД) и цены газа: а) 175 долл./1000 м^3; б) 130 долл./1000 м^3

Изменение экспортного тарифа на отпускаемую электроэнергию с Ковыктинской КЭС в зависимости от срока окупаемости и цены газа показано на рисунке 3.3.



а)



б)

Рисунок 3.3 - Изменение тарифа на отпускаемую электроэнергию с Ковыктинской КЭС в зависимости от срока окупаемости и цены газа:
а) 175 долл./1000 м^3; б) 130 долл./1000 м^3

Сооружение Ковыктинской КЭС будет предпочтительней по сравнению с Мугунской КЭС при сроке окупаемости, если он не меньше: 11 лет при цене газа 175 долл./1000 м3 (рисунок 3.3а) и 9 лет при цене газа 130 долл./1000 м3 (рисунок 3.3б).

Исследования показали, сооружение КЭС на газе (при прогнозируемой цене газа в регионе не выше 175 долл./1000 м^3) в Иркутской области будет предпочтительней по сравнению с КЭС на угле, если:

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

Выводы

1. 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.

2. Дана оценка коммерческой эффективности (реализуемости) выбранных экспортных проектов. При этом предпочтение отдается проекту, обеспечивающему минимальный тариф на экспортную электроэнергию.

3. 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%.

Заключение

1. Выполнен анализ предлагаемых проектов экспорта электроэнергии из восточных регионов России в Китай, который показал, что их реализация носит долговременный 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 факторов риска 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%.

Список используемой литературы

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

2. Энергетика России, взгляд в будущее (Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 г.). М.: ГУ ИЭС, 2010.–16 с.

3. Межгосударственное электроэнергетическое объединение в Северо-Восточной Азии: перспективы и механизмы создания, риски и барьеры [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.energosovet.ru/stat487.html.

4. Беляев Л.С., Ковалев Г.Ф., Подковальников С.В. Эффективность межгосударственных электрических связей в северной части Тихоокеанского региона // Изв. РАН. Энергетика.-1997. - № 6.

5. Беляев Л.С., Воропай Н.И., Подковальников С.В., Шутов Г.В. Проблемы формирования межгосударственного энергообъединения Восточной Азии // Электричество. - 1998. - № 2. – С. 15-21.

6. Интеграция электроэнергетики Восточных районов России и стран Северо-Восточной Азии / Л.С. Беляев, Е.Д. Волкова, Н.И Воропай, А.Ю Огнев, С.В. Подковальников, В. А. Савельев, В.В. Селифанов, В. В. Труфанов // Регион. - 2002. - № 1. - С. 125-135.

7. Беляев Л.С., Подковальников С.В., Чудинова Л.Ю. Методический подход и опыт оценки эффективности межгосударственных электрических связей // Proc. of the First International Conf. on Technical and Physical Problems in Power Engineering, April 23-25, 2002, Baku, Azerbaijan. - Baku: AzMEAFI, AzETEELI, 2002.-P. 17-21.

8. Подковальников С.В. Электроэнергетическая кооперация России и стран Центральной Азии/ С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова// Энергия: экономика, техника, экология. -2010. -№11. –С.15-23.

9. Воропай Н.И., Ершевич В.В., Руденко Ю.Н. Развитие межнациональных энергообъединений - путь к созданию мировой электроэнергетической системы. - Иркутск, 1995 - 28 с. - (препринт СЭИ СО РАН, 1995; № 10).

10. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. -М.: Энергия, 1981. - 320 с.

11. Зейлигер А. Н., Малкин П.А., Хабачев Л.Д. Вопросы обоснования развития межрегиональных и межгосударственных сетевых связей //Энергетическое строительство. - 1994. - № 3. - С. 2-4.

12. Лихачев В. Л. Шанхайская организация сотрудничества и энергетическая кооперация: современное состояние и перспективы развития // Энергетическая политика. 2010. - №4-5. - С. 39-46.

13. S.-S. Lee, Y.-C. Kim, J.-K. Park, S.-H. Lee, M. Osawa, S.-I. Moon, Y.-T. Yoon. Northeast Asia Interconnection, and Power Flow Analysis Considering Seasonal Load Patterns [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.jeet.or.kr/ltkpsweb/pub/pubfpfile.aspx?ppseq=301.

14. Y. S. Jang, G.-P. Park, Y. T. Yoon, J.-K. Park, S.-S. Lee. Development of Northeast Asia Interconnected Power Grid and Algorithm Assuring Reliability. Journal of International Council on Electrical Engineering Vol. 1, No. 1, pp. 33-38, 2011.

15. *Yoon J.Y., Park D.W.* Economic Analysis Methodology of Power System Interconnections considering conventional economic benefits and environmental effects [Электронный ресурс]. Режим доступа:

www.icee-con.org/papers/2002/papers/VolNo.1/1_pso/pso50.pdf.

16. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Наука, 1983. - 456 с.

17. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: Учеб.пособие. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.:Высш.школа, 1982. -319 с.

18. Методы и модели согласования иерархических решений // Под ред, А.А.Макарова - Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1979. - 240 с.

19. Иерархия моделей для управления развитием энергетики и методы согласования их решений / А.А. Макаров, Ю.Д. Кононов, Л.Д. Криворуцкий и др. - Иркутск: СЭИ СО РАН СССР, 1984. - 198 с.

20. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Макарова А.С.. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. – М.: ИНЭИ РАН, 2007. – 103 с., ил.11.

21. Исследование эффективности межгосударственных электрических связей в Северо-Восточной Азии с применением математического моделирования / Л.С.Беляев, В.А.Савельев, Л.Ю. Чудинова и др. // Изв.РАН. Энергетика. -2000. - №5.- С.55-65.

22. Беляев Л. С., Чудинова Л. Ю. Эффект объединения электроэнергетических систем с разными сезонами годового максимума нагрузки. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – 51 с. – Препринт №3

23. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др. / под ред. Л.С. Беляева, Ю.Н. Руденко − Новосибирск: Наука, 1980, 240 с.

24. Макарова А.С., Соколов А.Д., Санеев Б.Г. Метод согласования двухуровневой иерархии линейных моделей в условиях неопределенности. -В кн.: Иерархия в больших системах энергетики. -Иркутск: СЭИ СО РАН СССР, 1978.- Т.2.-С.173-191.

25. Санеев Б.Г. Энергетическая кооперация России и стран Северо-Восточной Азии // Регион: экономика и социология. - 2004.-№ 1. - С. 136-144.

26. Смирнов В.А. Проблемы повышения гибкости в энергетике. – М: Наука. – 1989.

27. Шевчук Л.М., Лукъянов А.С., Кудрявцев А.А. Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – N 2.

28. Шевчук Л.М. Риск-анализ в задачах стратегического планирования для крупных энергетических компаний / Л.М. Шевчук, А.С. Лукьянов, А.А. Кудрявцев // Изв. РАН. Энергетика. – 2000. – № 2. – С. 52–64.

29. Сценарные условия развития электроэнергетики России на период до 2030 года. М.: Минэнерго, АПБЭ, 2011. – 202 с.

30. Экспорт и импорт электроэнергии [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.interrao.ru/activity/traiding/exporteng/.

31. Россия-Китай: проект экспорта электроэнергии. Предварительное ТЭО.– ОАО «Иркутскэнерго» (РФ), Производственная корпорация электрических сетей (КНР), 1997. -150 с.

32. Комплексный технико-экономический анализ вариантов экспорта электроэнергии из России в Китай. Этап 2. Определение системных эффектов и комплексной эффективности различных вариантов экспорта, выбор наиболее предпочтительного варианта. Том 1. Основная часть: Научный отчет / ИСЭМ СО РАН. – Иркутск. 2005. – 186 с.

33. China Statistical Yearbook 2016 [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.stats.gov.cn/tjsj/ndsj/2016/indexeh.htm.

34. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учётом перспективы до 2030 года [Электронный ресурс]. – М., май 2010. – 222 с. Режим доступа: http://proatom.ru/files/genshema.doc.

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

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

37. РАО ЕЭС планирует экспортировать электроэнергию в Китай в объеме до 60 млрд кВт.ч ежегодно [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.informchina.ru/Article.aspx?article=4135.

38. Японский энергомост и комплексное развитие Дальнего Востока [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://geoenergetics.ru/2017/01/18/yaponskij-energomost-i-kompleksnoje-razvitije-dalnego-vostoka.

39. ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и корейская KEPCO подписали меморандум о взаимопонимании [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.interrao.ru/news/company/detail.php?ID=667.

40. Россети: экспорт электроэнергии из России в Южную Корею составит 4 ГВт [Электронный ресурс]. Режим доступа:

https://ria.ru/economy/20150619/1078895879.html.

41. В Монголии будет построена теплоэлектростанция ТЭЦ-5 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://asiarussia.ru/news/469.

42. Монголия строит опасные для Байкала ГЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://rus2web.ru/mneniya/mongoliya-stroit-opasnyie-dlya-bajkala-ges.html

43. Тугурская ПЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://niiesok.ru/_14_tugur.html.

44. Энергетическая Стратегия Республики Саха (Якутия) на период до 2030 года / Правительство Респ. Саха (Якутия). – Якутск; Иркутск: Медиа-холдинг “Якутия”, и др.; 2010. – 328 с.

45. Шилкинская ГЭС: взгляд из министерства [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.baikal24.ru/page.php?action=showItem&type=article&id=11074.

46. Мокская ГЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://ru.wikipedia.org/wiki/%CC%EE%EA%F1%EA%E0%FF_%C3%DD%D1.

47. The International Energy Outlook 2011 [Электронный ресурс]. Режим доступа:

www.eia.gov/ieo/pdf/0484(2011).pdf.

48. World Energy Outlook 2010. - Paris. :OECD/IEA. – 738 p.

49. World energy outlook. China and India Insights. – Paris.: IEA. 2007. 674 p.

50. BP Statistical Review of World Energy June 2012 [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/spreadsheets/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.xlsx.

51. BP Statistical Review of World Energy [Электронный ресурс], June 2016. Режим доступа: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf.

52. Китай стал крупнейшим в мире производителем энергии [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.ukrinform.ru/rubric-lastnews/853563-lyfbk_ufbm_lthroekiyn_CH_nyte_rtpyCHpdyfemen_oetzyy_849760.html.

53. International Energy Agency [Электронный ресурс]. Режим доступа:

https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?product=Indicators&country=CHINA

54. Аналитический бюллетень. Электроэнергетика: тенденции и прогнозы. Выпуск 7. – М.: РИА новости. – 2012.- 27 с.

55. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / под ред. А.А.Макарова, Л.М.Григорьева, Т.А.Митровой; ИНЭИ РАН–АЦ при Правительстве РФ – Москва, 2016. – 200 с. - ISBN 978-5-91438-023-3.

56. Глобальная энергетика и устойчивое развитие. Мировая энергетика – 2050 (Белая книга); Под ред. В.В. Бушуева (ИЭС), В.А. Каламанова (МЦУЭР). – М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2011. – 360 с.

57. Веселов Ф.В., Макарова А.С. Комплексный подход и средства оптимизации инвестиционных решений в электроэнергетике в период реформирования рынка // Пятые Мелентьевские теоретические чтения. – М., 2004.

58. Макаров А. А., Мелентьев Л. А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства.– Новосибирск: Наука, 1973. – 276 с.

59. Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: европейское измерение. / Ю.Н. Кучеров, О.М. Кучерова, Л. Капойи, Ю.Н. Руденко - Новосибирск: Наука. Сиб. изд. фирма РАН, 1996.-380 с.

60. Методы исследований и управления системами энергетики / Отв. ред. А.П. Меренков и Ю.Н.Руденко. - Новосибирск : Наука, Сиб. Отд-ние, 1987. -373 с.

61. Методы и модели разработки региональных энергетических программ / Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, Г.В. Агафонов, А.В. Лагерев – Новосибирск: Наука, 2003.

62. Затраты и выгоды низкоуглеродной экономики и трансформации общества в России. Перспективы до и после 2050 г [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://energy.esco.agency/images/art/6-2016/art8.pdf.

63. Модельно-информационный комплекс Scaner [Электронный ресурс]. Режим доступа:
http://www.eriras.ru/files/skaner_light.pdf.

64. Эффективность и перспективы развития теплофикации в современных экономических условиях [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=seminar/energo/z108.

65. Куликов А.П. Оценка влияния ресурсных ограничений на развитие ТЭК России до 2025 г. (модельный подход) [Электронный ресурс]. Режим доступа:
http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=books/sa2003/14.

66. Развитие энергетического комплекса России в долгосрочной перспективе [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=seminar/energo/z63.

67. Топливно-энергетический комплекс России: современное состояние и взгляд в будущее / Г.В. Агафонов, Е.Д. Волкова, Н.И. Воропай и др. – Новосибирск: Наука, 1999.

68. Energy planning and the development of carbon mitigation strategies. Using the MARKAL family of models [Электронный ресурс] – Washington, 2000, 41 p. Режим доступа: http://www.iea-etsap.org/Web/reports/markal-irg.pdf.

69. Введение в модельные генераторы ETSAP и MARKAL-TIMES [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://pt21.ru/docs/pdf/09.pdf.

70. Documentation for the TIMES Model [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.iea-etsap.org/Web/Docs/TIMESDoc-Intro.pdf.

71. Global Energy Systems and Common Analyses [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.iea-etsap.org/web/FinReport/ETSAP_AnnexX_FinalReport-080915.PDF.

72. Messner S., Strubegger M. User's Guide for MESSAGE III [Электронный ресурс] / WP-95-69. IIASA. 1995, 155 p. Режим доступа: http://pure.iiasa.ac.at/4527/1/WP-95-069.pdf.

73. Energy and Power Evaluation Program [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://en.openei.org/wiki/Energy_and_Power_Evaluation_Program_(ENPEP).

74. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов и др. – Новосибирск: Наука, 2009. – 178 с.

75. Belyaev L.S., Khamisov O.V., Kostenko P.V., Podkovalnikov S.V. Cooperative Game Model to Study Power System Interconnection in Northeast Asia // Proc. of the 3rd Intern. Conf. on Energy Cooperation in Northeast Asia: Prerequisites, Conditions, Ways. - Irkutsk, Russia, September 9-13,2002. - P. 204- 208.

76. Khamisov O. V., Kostenko P.V., Podkovalnikov S.V. Game Mathematical Model to Study Power System Interconnections in View of Economic Interests of Participants: Preliminary Consideration // Proc. of the 3th Intern. Conf. on Asian Energy Cooperation: Interstate Infrastructure and Energy Markets. - Irkutsk., Russia, September 13 - 17, 2004. - P. 321- 324.

77. Савельев В.А., Такайшвили В.Р. Математические модели для определения энергетических показателей группы гидроэлектростанций в развивающихся электроэнергетических системах // Мат. модели для анализа и экон. оценки вариантов развития электроэнергетических систем − Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1971, с. 11−24.

78. Славин Г.Б., Ханаев В.А. Выбор новых типов оборудования тепловых электростанций с учетом неопределенности исходной информации // Фактор неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики − Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1974, т. 3, с. 5−18.

79. Дале В.А., Кришан З.П., Паэгле О.Г. Оптимизация электрических сетей при росте нагрузок − Рига: Изд. АН Латв. ССР, 1964, 364 с.

80. Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Мызин А.Л. Модели и методы оптимизации развития энергосистем − Свердловск: УПИ, 1973, 148 с.

81. Экономико-математические модели оптимизации развития энергосистем и их объединений / под ред. И.М. Марковича − М.: ЭНИН, 1973, вып. 2, 176 с.

82. Волков Э.П., Баринов В.А., Маневич А.С Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России. - М.: Энергоатомиздат, 2001. - 432 с.

83. Воропай Н.И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем. - Новосибирск: Наука, 1981. - 109 с.

84. К анализу эффективности Единой электроэнергетической системы России / Н.И. Воропай, В.В.Труфанов, В.В.Селифанов, Г.И. Шевелева // Электричество. -2000.- № 5.- С. 2-9.

85. Баринов В.А., Воропай Н.И. Развитие программного и информационного обеспечения для решения задач планирования развития и функционирования энергосистем в условиях формирования электроэнергетического рынка // Изв. РАН. Энергетика. 1999.-№ 6.- С. 63-71.

86. Управление мощными энергообъединениями / Н.И.Воропай, В.В.Ершевич, Я.Н.Лугинский и др. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 256 с.

87. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ-2003.-256 с.

88. Программно-информационный комплекс для оптимизации структуры ЕЭЭС / В.Р. Такайшвили, В.В. Труфанов, В.В. Ханаев и др. // Вопросы построения АИСУ развитием ЭЭС. Вып. 2. Структура и принципы построения I очереди АИСУ − Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 1975, с. 67−95.

89. Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок / Л. С. Попырин, В. И. Самусев, В. В. Эпельштейн. - М. : Наука, 1981. - 236 с.

90. Беленький В. Х., Волконский В. А., Иванков С. А. и др. Интегральные методы в теории игр и прогнозировании. М.: Наука, 1974. 239 с.

91. Методические положения по выполнению оптимизационных (технико-экономических) расчетов в энергетике при неоднозначности исходной информации / Под ред. Л. А. Мелентьева. М.: НС по комплекс. проблемам энергетики АН СССР, 1977. 51 с.

92. Юдин Д. Б. Математические методы управления в условиях неполной информации. М.: Сов. Радио, 1974. 400 с.

93. Попырин Л. С. Методика выполнения оптимизационных расчетов энергетических объектов при неоднозначности исходной информации. – Теплоэнергетика, 1980, № 2, 27-32 с.

94. Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики в Республике Хакасия на 2015 - 2019 годы и на перспективу до 2020 года [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://docs.cntd.ru/document/428591708.

95. Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2016 - 2020 годы [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://docs.cntd.ru/document/428649422?block=26.

96. Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Красноярского края на период 2016 - 2020 годов [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/432822435.

97. Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2016 - 2020 годы [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://docs.cntd.ru/document/428654101.

98. Об утверждении государственной программы Республики Тыва "энергоэффективность и развитие энергетики на 2014 - 2020 годы" [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://docs.cntd.ru/document/460271716.

99. Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики забайкальского края на 2016 - 2020 годы [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://energy.csti.yar.ru/documents/75/7520160014_1_sipr_zabaykalskogo_kraya_na_period_2016-2020_utverdennaya.pdf.

100. Системный оператор единой энергетической системы. ОДУ Сибири [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=odu_siberia.

101. Энергетическая стратегия России на перспективу до 2030 года. - М., 2009. -171 с. (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. №1715-р).

102. Схема территориального планирования РФ в области энергетики до 2030 года [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://government.ru/media/files/41d4a33bd567e72145d3.pdf.

103. Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.city-strategy.ru/UserFiles/Files/Strategy%20DVFO_2025.pdf.

104. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования [Электронный ресурс]. Режим доступа:

http://www.gosthelp.ru/text/Metodicheskierekomendacii.html.

Приложение 1

Балансы электроэнергии энергосистем Восточной Сибири в 2030 г.

Таблица П 1.1 - Баланс электроэнергии Хакасской энергосистемы, млрд кВт·ч

Показатель	2030 г.
Потребность	21,9-25
Производство, всего	24,9-24,9
в том числе: ГЭС	23,2
из них ГЭС действующие	23,2
ГЭС новые	0
ТЭС	1,7
из них ТЭС действующие	1,7
ТЭС новые	0
Выдача, всего	3-0
из них в Красноярскую ЭС	3-0
Приём, всего	0-0,1
из них из Красноярской ЭС	0-0,1

Примечание: здесь и далее - левая граница диапазона изменения показателей соответствует *умеренному сценарию*, правая – *оптимистическому сценарию*

Таблица П 1.2 - Баланс электроэнергии Красноярской энергосистемы, млрд кВт·ч

Показатель	2030 г.
Потребность	64,1-95
Производство, всего	92,1-116,8
в том числе: ГЭС	46,5-49,8
из них ГЭС действующие	42,1
ГЭС новые	4,4-7,7
Выдумская ГЭС	4,4
Нижнебогучанская ГЭС	0-3,3
ТЭС	45,6-67
из них ТЭС действующие	35,9
ТЭС новые	9,7-31,1
Березовская КЭС (расш)	5,5-26,9
ТЭЦ новые	4,2
Выдача, всего	30,9-23,6
из них в Иркутскую ЭС	7,4-0
Хакасскую ЭС	0-0,1
Западную Сибирь	23,5
Приём, всего	3-1,8
из них из Хакасской ЭС	3-0
Иркутской ЭС	0-1,8

Таблица П 1.3 - Баланс электроэнергии Иркутской энергосистемы, млрд кВт·ч

Показатель	2030 г.
Потребность	85,3-95,5
Производство, всего	81,2-101,8
в том числе: ГЭС	46,3-47,6
из них ГЭС действующие	46,3
ГЭС новые	0-1,3
Тельмамская ГЭС	0-1,3
ТЭС	34,9-54,2
из них ТЭС действующие	19,2
ТЭС новые	15,7-35
Ленская КЭС-ПГУ	3,2
Байкальская КЭС	0-19,3
ТЭЦ новые	12,5
Выдача, всего	3,3-6,3
из них в Бурятскую ЭС	3,3-4,5
в Красноярскую ЭС	0-1,8
Приём, всего	7,4-0
из них из Красноярской ЭС	7,4-0

Таблица П 1.4 - Баланс электроэнергии Бурятской энергосистемы, млрд кВт·ч

Показатель	2030 г.
Потребность	10,5-12,8
Производство, всего	8,3-9,7
в том числе: ГЭС	1,2
из них ГЭС действующие	0
ГЭС новые	1,2
Мокская ГЭС	1,2
ТЭС	7,1-8,5
из них ТЭС действующие	5,7
ТЭС новые	2,8
Гусиноозерская КЭС (расш)	1,4
ТЭЦ новые	1,4
Выдача, всего	1,1-1,4
из них в Забайкальскую ЭС	1,1-1,4
Приём, всего	3,3-4,5
из них из Иркутской ЭС	3,3-4,5

Таблица П 1.5 - Баланс электроэнергии Забайкальской энергосистемы, млрд кВт·ч

Показатель	2030 г.
Потребность	11,1-15,5
Производство, всего	10-14,1
в том числе: ГЭС	0
из них ГЭС действующие	0
ГЭС новые	0
ТЭС	10-14,1
из них ТЭС действующие	7,8
ТЭС новые	2,2-6,3
Харанорская КЭС (расш)	0-4,1
ТЭЦ новые	2,2
Выдача, всего	0
Приём, всего	1,1-1,4
из них из Бурятской ЭС	1,1-1,4

Таблица П 1.6 - Баланс электроэнергии Тывинской энергосистемы, млрд кВт·ч

Показатель	2030 г.
Потребность	1,7
Производство, всего	1,7
в том числе: ГЭС	0
из них ГЭС действующие	0
ГЭС новые	0
ТЭС	1,7
из них ТЭС действующие	0,1
ТЭС новые	1,6
Выдача, всего	0
Приём, всего	0

Приложение 2

Потребление котельно - печного топлива на ТЭС Восточной Сибири в 2030 году

Таблица П 2.1 - Умеренный сценарий, тыс. т у.т.

Показатель	Газ	Мазут	Уголь каменный	Уголь бурый	Прочее топливо	Всего КПТ
Потребление,всего	**9093,9**	**149,1**	**7159,6**	**28492,8**	**1330,1**	**46225,5**
В т.ч. Иркутская ТЭЦ-10		3,3	451,8	1787,1		2242,2
Ленская КЭС-ПГУ	2250,3					2250,3
ТЭЦ-ГТУ в г.Иркутск	3798					3798
ТЭЦ > 300 МВт	3045,6	24,9	1091,1	8388,4		12550,2
ТЭЦ < 300 МВт		33,8	2204,3	2096,9	1330,1	5665,1
Харанорская ГРЭС		2,6		1063,1		1065,7
Гусиноозерская ГРЭС		5,5	550,2	1007,4		1563,1
Березовская ГРЭС-1		4,5		2920,5		2925
Березовская ГРЭС-1 (расш)		3,4		1509,4		1512,8
Красноярская ГРЭС-2		5		2546,3		2551,3
Назаровская ГРЭС		16,9		2363,1		2380,1
Красноярская ТЭЦ-3		36,6	1372			1408,7
Тувинская ТЭЦ		1,5	742,6			744
Минусинская ТЭЦ (расш)		0,9		516,4		517,4
Иркутская ТЭЦ-9 (расш)		1,5		772,9		774,4
Ново-Иркутская ТЭЦ (расш)		0,9		456,1		457
Усть-Илимская ТЭЦ (расш)		0,3		126,7		126,9
Ново-Зиминская ТЭЦ (расш)		3,8		1925,8		1929,6
ТЭЦ-1 (Чита) (расш)		2		997,5		999,5
ТЭЦ-2 (Чита) (расш)		0		15,2		15,2
ТЭЦ-2 (Улан-Удэ) (расш)		1,6	747,6			749,1

Таблица П 2.2 - Оптимистический сценарий, тыс. т у.т.

Показатель	Газ	Мазут	Уголь каменный	Уголь бурый	Прочее топливо	Всего КПТ
Потребление,всего	**9093,9**	**177,5**	**7160,4**	**41224,4**	**1330,1**	**58986,3**
В т.ч. Иркутская ТЭЦ-10		3,3	451,8	1787,1		2242,2
Ленская КЭС-ПГУ	2250,3					2250,3
ТЭЦ-ГТУ в г.Иркутск	3798					3798
Байкальская КЭС		11,9		5316,3		5328,2
ТЭЦ > 300 МВт	3045,6	24,9	1091,1	8388,4		12550,2
ТЭЦ < 300 МВт		33,7	2202,7	2082,3	1330,1	5648,8
Харанорская ГРЭС		2,6		1063,1		1065,7
Гусинозерская ГРЭС		5,5	550,2	1007,4		1563,1
Березовская ГРЭС-1		4,5		2920,5		2925
Березовская ГРЭС-1 (расш)		16,6		7410,6		7427,2
Красноярская ГРЭС-2		5		2546,3		2551,3
Назаровская ГРЭС		16,9		2363,1		2380,1
Красноярская ТЭЦ-3		36,6	1372			1408,7
Тувинская ТЭЦ		1,5	744,8			746,3
Минусинская ТЭЦ (расш)		0,9		516,4		517,4
Иркутская ТЭЦ-9 (расш)		1,5		772,9		774,4
Ново-Иркутская ТЭЦ (расш)		0,9		456,1		457
Усть-Илимская ТЭЦ (расш)		0,3		126,7		126,9
Ново-Зиминская ТЭЦ (расш)		3,8		1925,8		1929,6
Гусинозерская ГРЭС (расш)		0,9		384,9		385,7
Харанорская ГРЭС (расш)		2,5		1127,7		1130,2
ТЭЦ-1 (Чита) (расш)		2		1013,6		1015,6
ТЭЦ-2 (Чита) (расш)		0		15,2		15,2
ТЭЦ-2 (Улан-Удэ) (расш)		1,6	747,8			749,3

Приложение 3

Схемы перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири в 2030 году

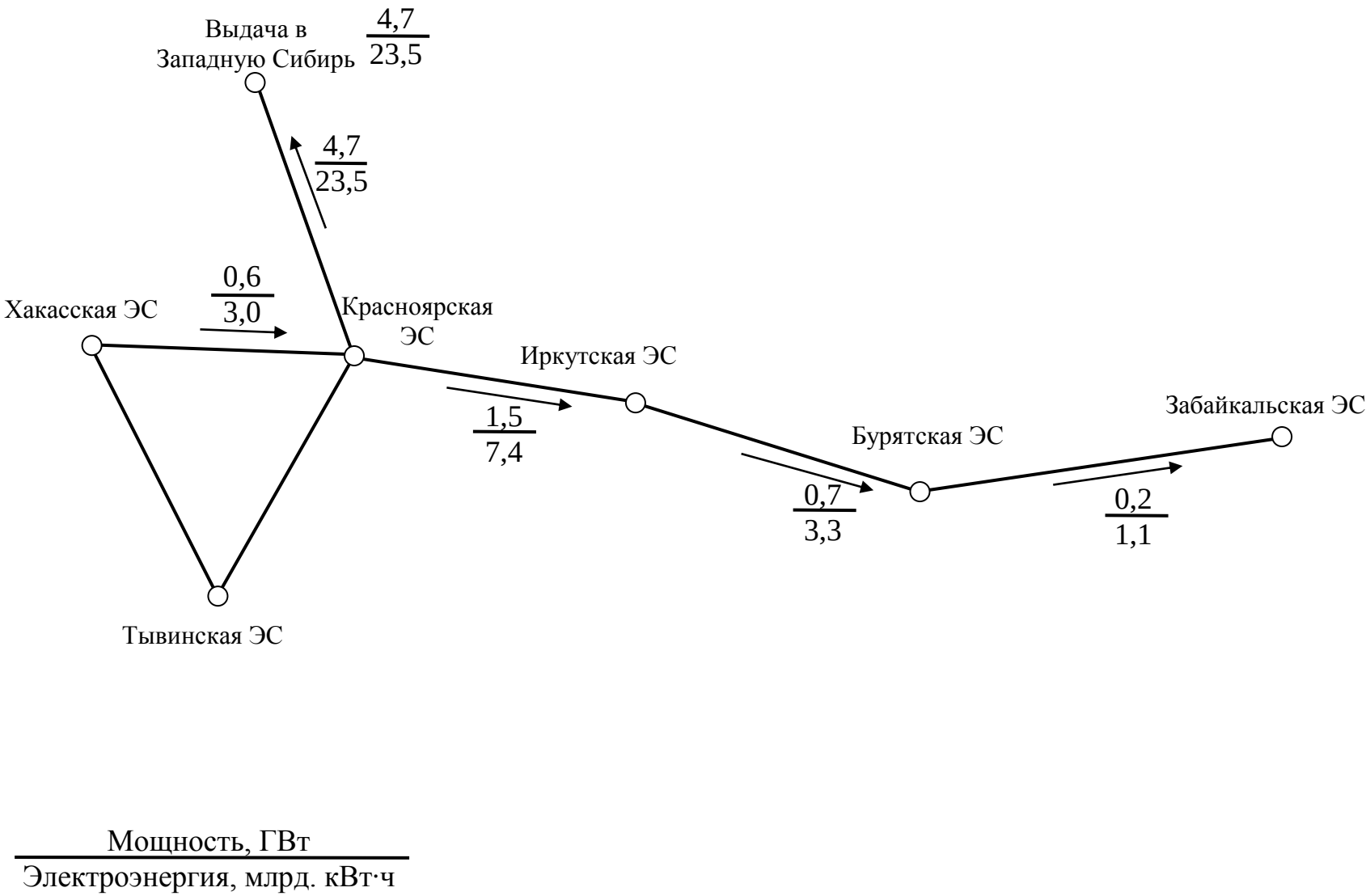


Рисунок 3.1 - Умеренный сценарий

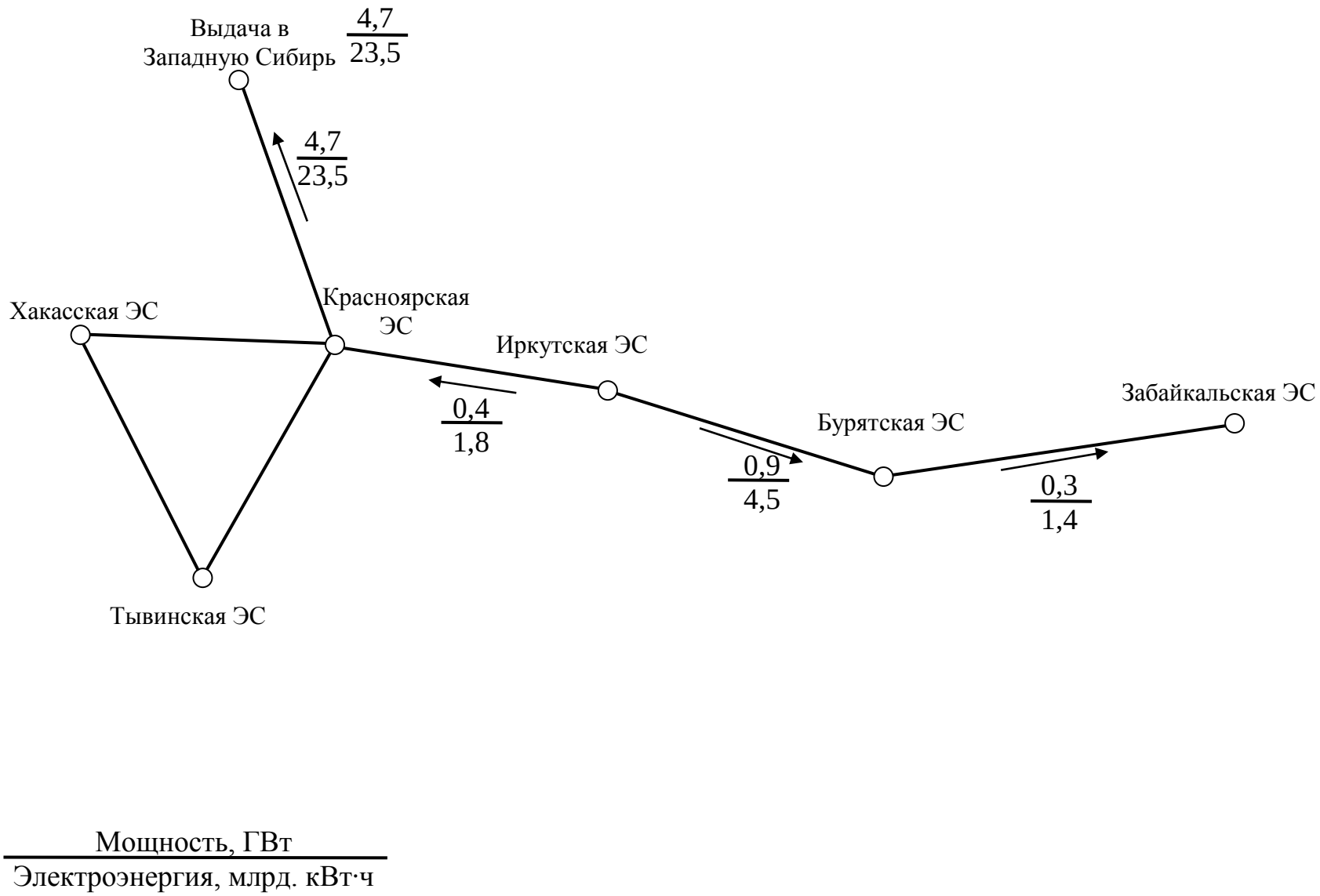


Рисунок 3.2 - Оптимистический сценарий

Приложение 3-А

Схемы перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении КЭС на ковыктинском газе

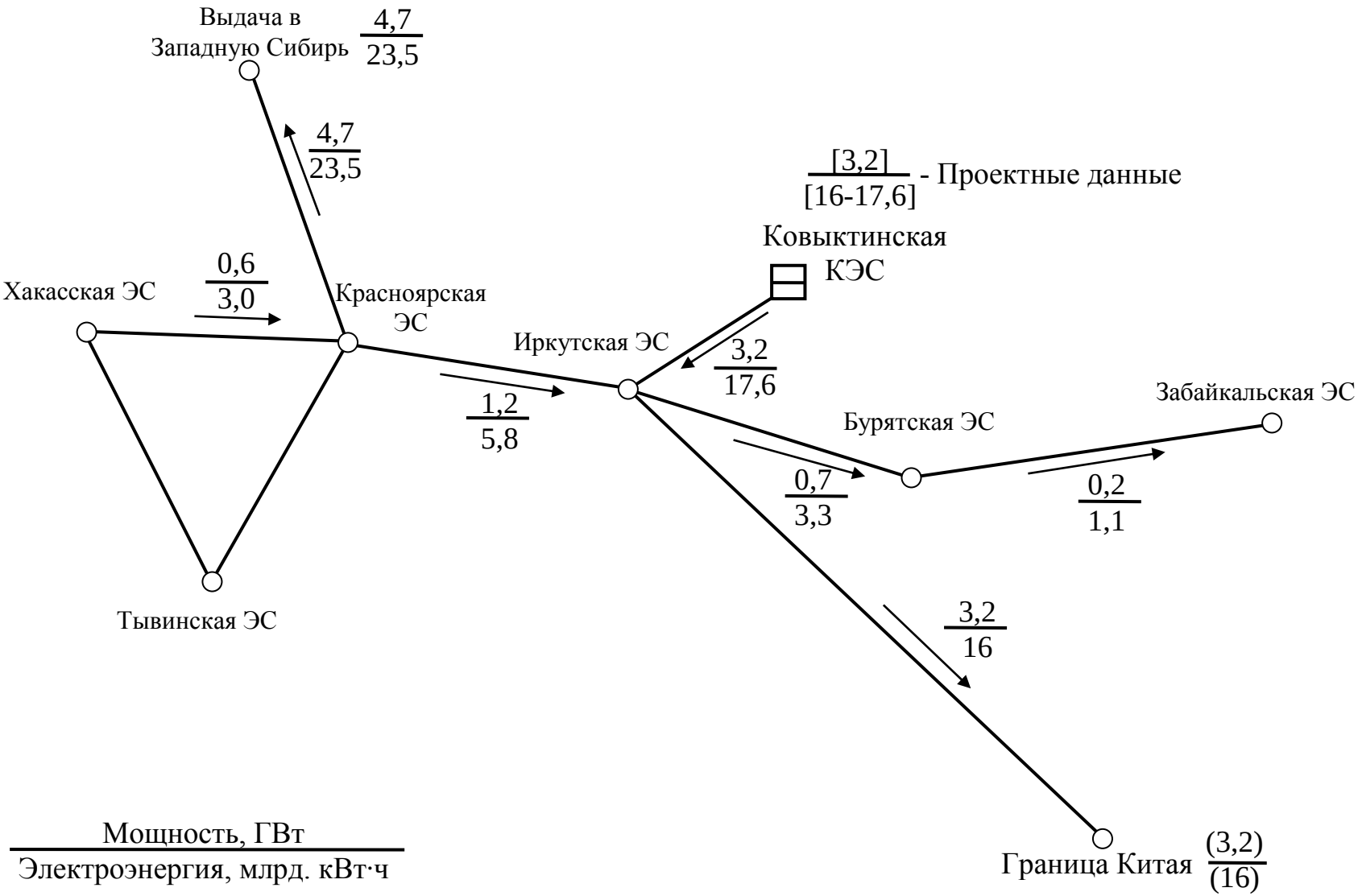


Рисунок 3.А.1 - Вариант 1

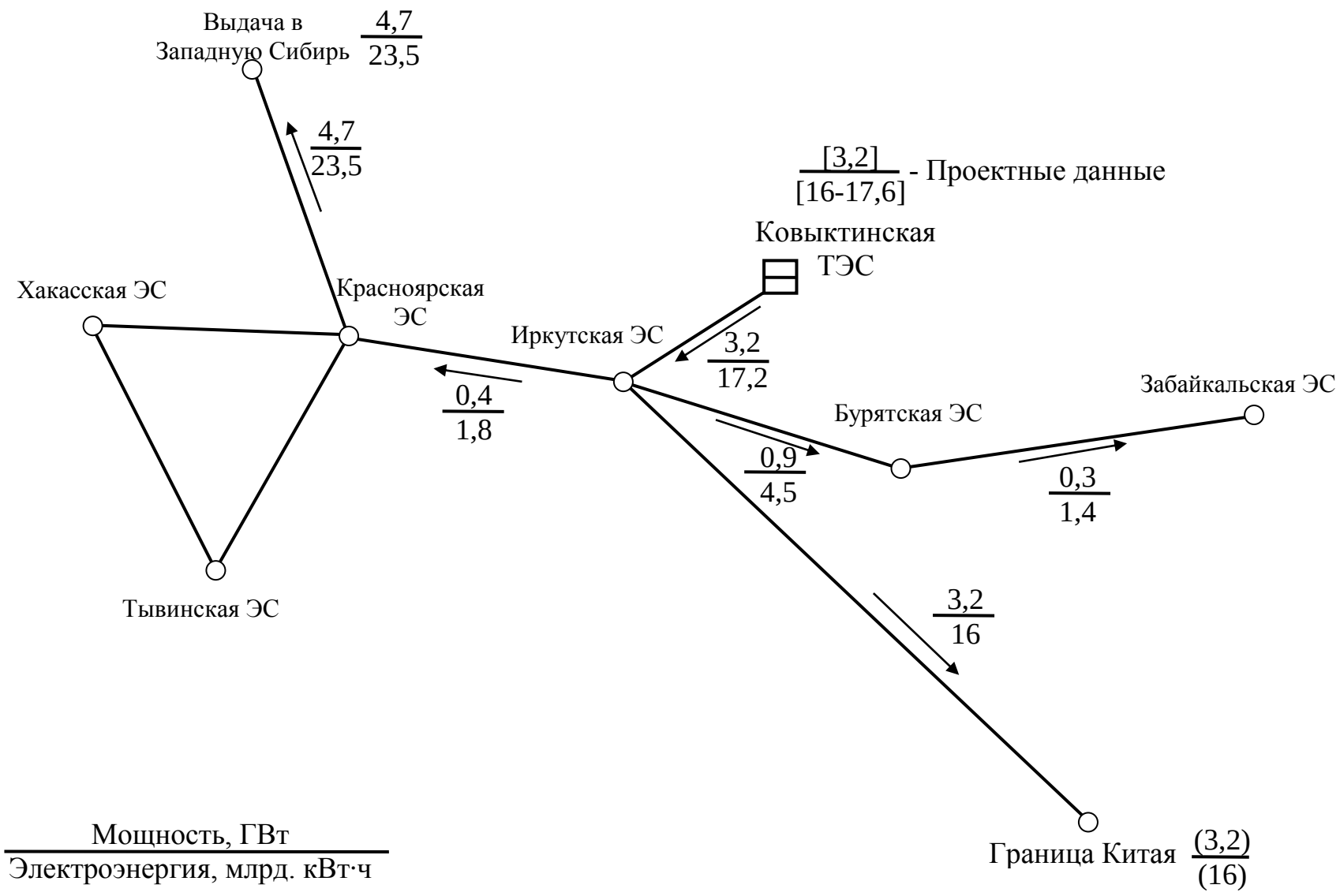


Рисунок 3.А.2 - Вариант 2

Приложение 3-Б

Схемы перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении КЭС на канско-ачинском угле

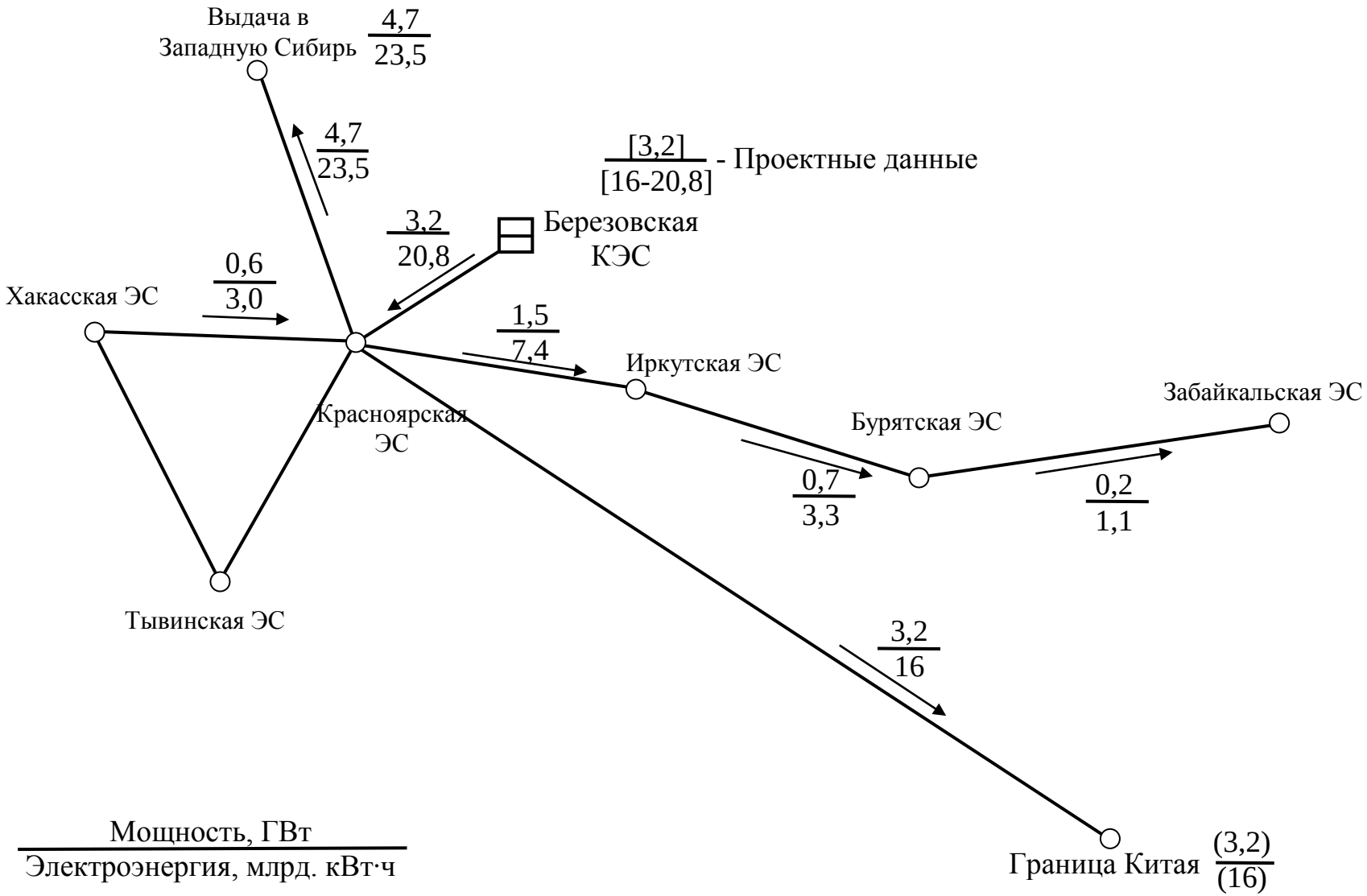


Рисунок 3.Б.1 - Вариант 1

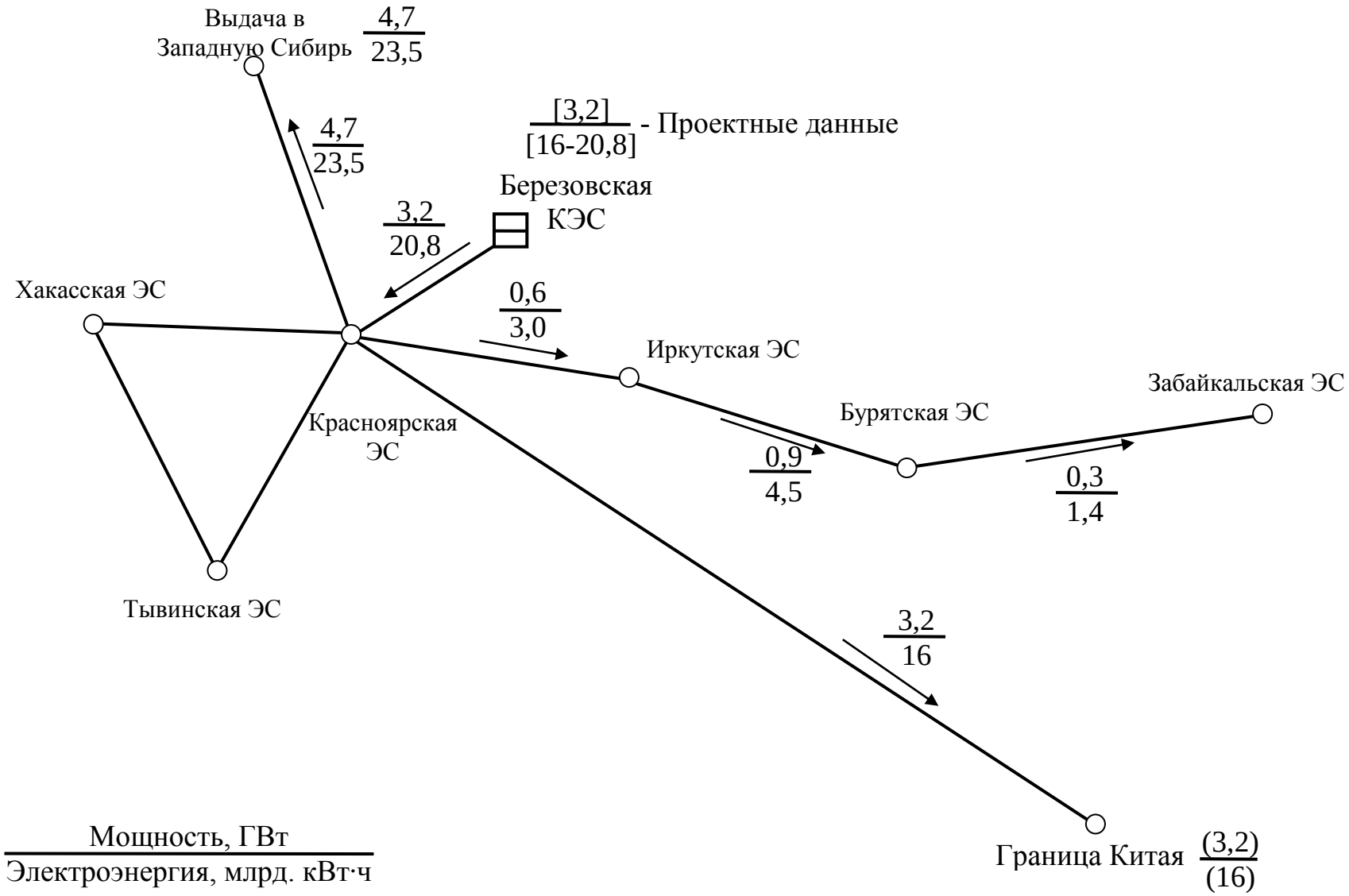


Рисунок 3.Б.2 - Вариант 2

Приложение 3-В

Схемы перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении Олонь-Шибирской и Новой-Харанорской экспортных электростанций

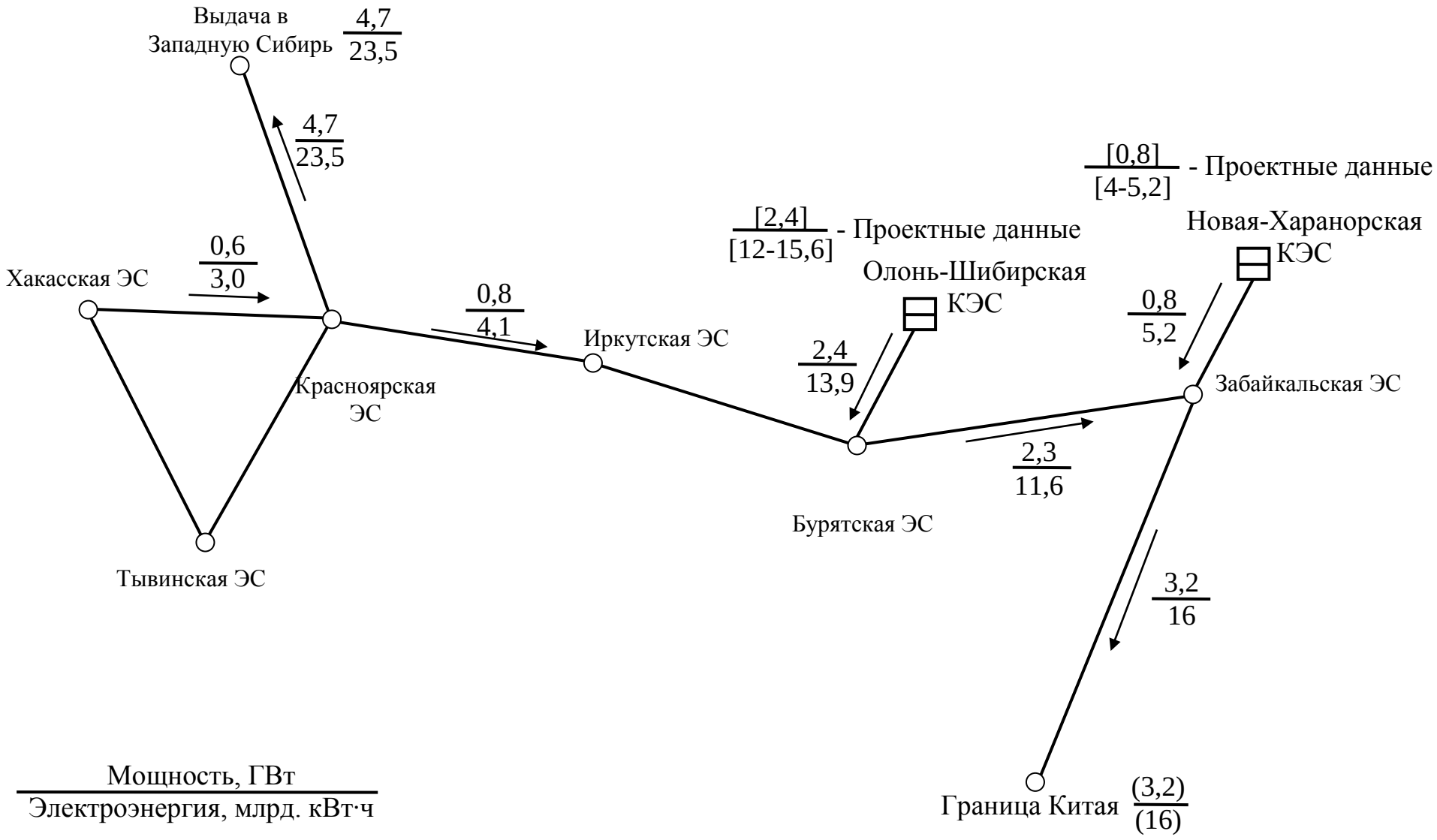


Рисунок 3.В.1 - Вариант 1

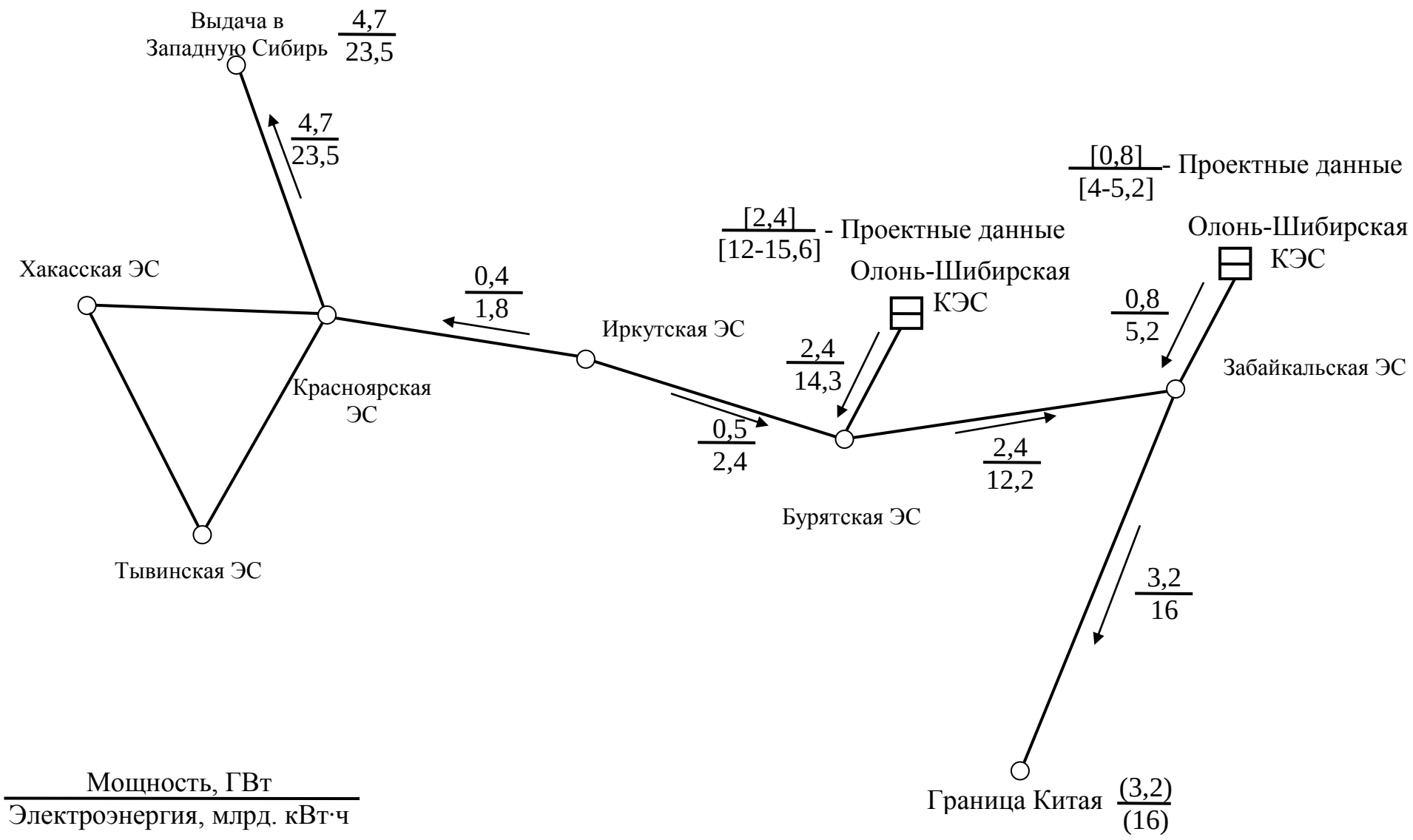


Рисунок 3.В.2 - Вариант 2

Приложение 3-Г

Схемы перетоков электроэнергии между энергосистемами Восточной Сибири при сооружении КЭС на мугунском угле

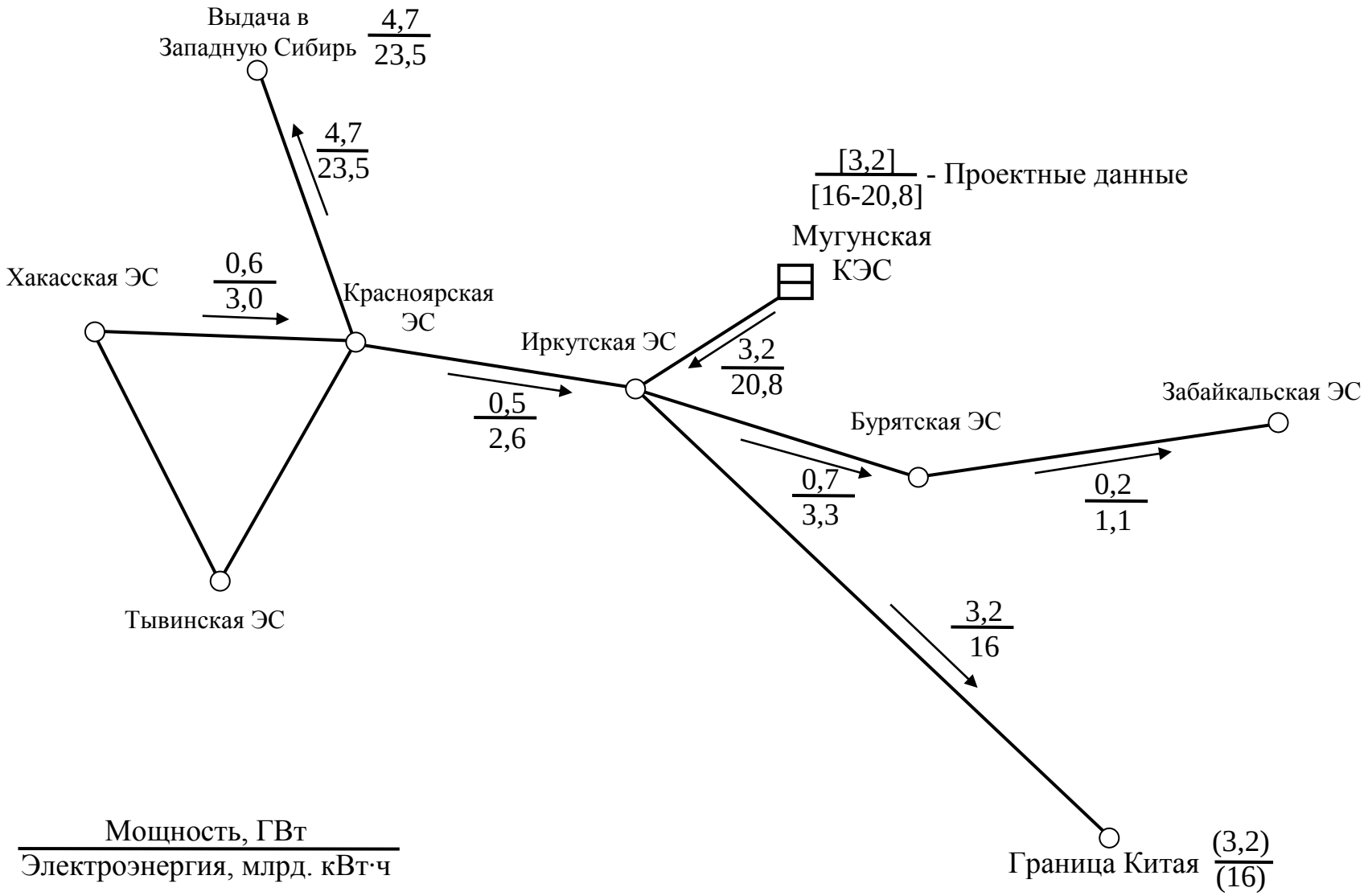


Рисунок 3.Г.1 - Вариант 1

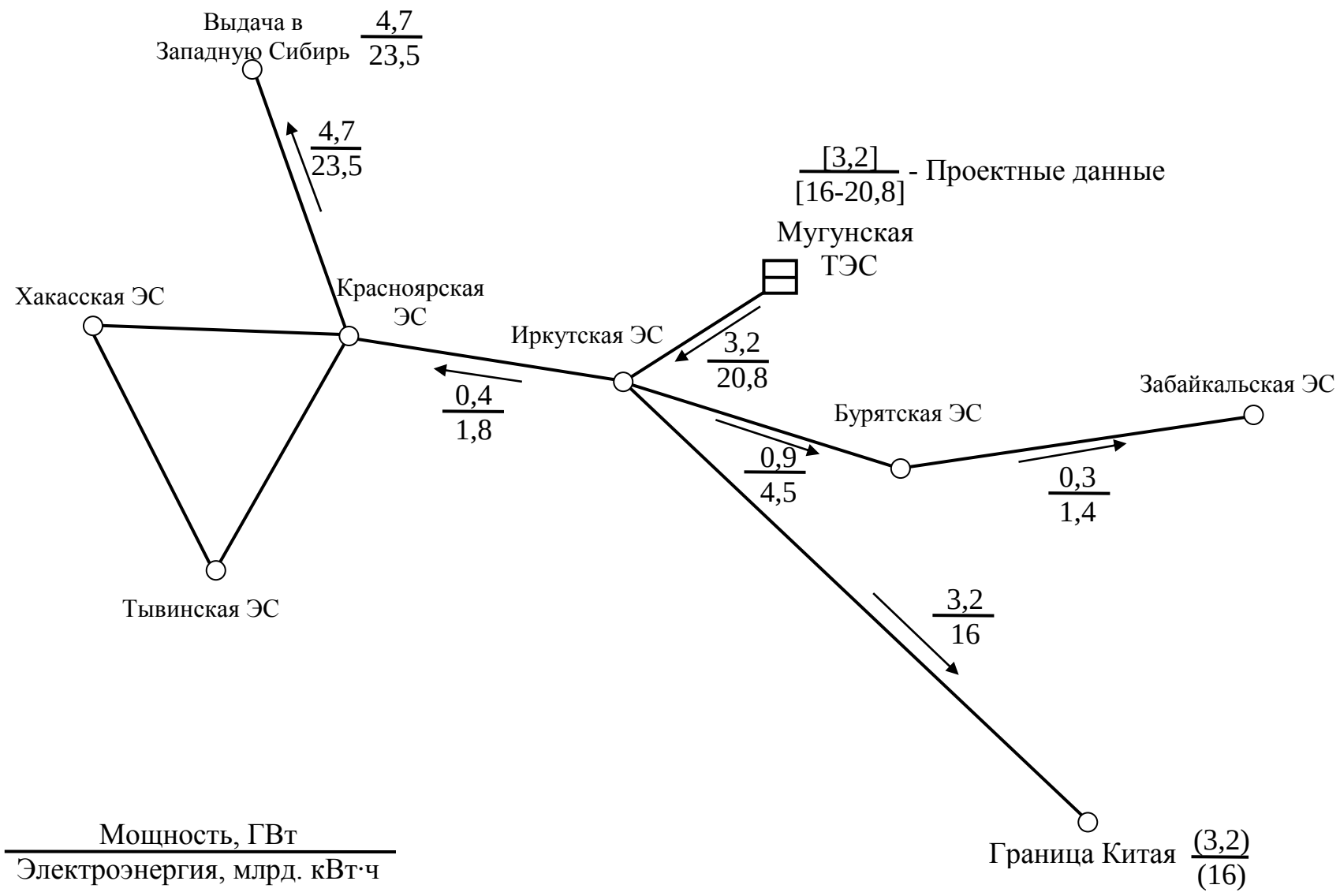


Рисунок 3.Г.2 - Вариант 2