

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

На правах рукописи



Максакова Дарья Владимировна

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ИССЛЕДОВАНИЮ ПЕРСПЕКТИВНЫХ
НАПРАВЛЕНИЙ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С
УЧЁТОМ СПГ-ТЕХНОЛОГИЙ (НА ПРИМЕРЕ МОНГОЛИИ)

Специальность 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Диссертация
на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук,
Попов Сергей Петрович

Иркутск – 2023

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. Ключевые проблемы исследования систем газоснабжения на современном этапе развития энергетики.....	13
1.1. Место систем газоснабжения в методологии прогнозирования развития энергетики.....	13
1.2. Обзор существующих моделей развития систем газоснабжения.....	22
1.3. Выводы.....	29
ГЛАВА 2. Методический подход к исследованию перспективных направлений формирования системы газоснабжения с учётом СПГ-технологий.....	32
2.1. Схема исследования перспектив развития газоснабжающих систем.....	32
2.2. Математические модели для исследования направлений развития газоснабжающих систем.....	37
2.2.1. Модель межгосударственной системы газоснабжения.....	37
2.2.2. Модель развития национальной системы газоснабжения.....	41
2.2.3. Производственно-финансовые модели объектов системы газоснабжения ..	51
2.3. Алгоритм расчёта экономически обоснованных цен на газ.....	56
2.4. Выводы.....	62
ГЛАВА 3. Исследование перспективных направлений формирования системы газоснабжения на примере Монголии.....	63
3.1. Топливо-энергетический комплекс и перспективы газификации Монголии	63
3.2. Исходные предпосылки и условия для моделирования системы газоснабжения Монголии.....	78
3.3. Оценка технико-экономических показателей объектов системы газоснабжения Монголии.....	84
3.4. Направления формирования системы газоснабжения Монголии.....	91
3.5. Экономически обоснованные цены на газ в Монголии.....	103
3.6. Выводы.....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	107

Список сокращений и условных обозначений	111
Список литературы	112
Приложение А. Потребность в природном газе в Монголии	129
Приложение Б. Техничко-экономические показатели объектов ГСС Монголии ..	131

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Газоснабжающая система (ГСС) предназначена для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа потребителям и, представляя собой одну из больших систем энергетики, характеризуется сложной структурой и иерархичностью.

Формирование ГСС – это длительный и капиталоемкий процесс, требующий решения широкого круга задач, в число которых входят: оценка мощности её объектов, их расположение и график ввода в эксплуатацию; недопущение избыточных инвестиций; обеспечение согласованности между темпами строительства новых объектов ГСС и ростом газопотребления. Многовариантность решения и комплексность этих задач обуславливают необходимость проведения модельных расчётов, позволяющих свести возможные направления развития ГСС к нескольким схемам для более углублённого изучения.

Современные ГСС формируются как двухсегментные: трубопроводный транспорт природного газа и наземный/водный транспорт сжиженного природного газа (СПГ) в криогенных резервуарах. Коммерциализация технологий сжижения в мало- и среднетоннажных объёмах приводит к тому, что СПГ начинает выступать не только в роли промежуточного энергоносителя, но и в качестве топлива в отдельных секторах потребления: автомобильный, водный и железнодорожный транспорт; котельные и малые теплоэлектроцентрали, расположенные в удалённых от магистральных газопроводов (МГ) небольших населённых пунктах.

Таким образом, при оценке перспективных направлений развития ГСС необходимо учитывать агрегатное состояние газа (сетевой газ или СПГ), а также следующие факторы:

а) технико-экономические характеристики объектов ГСС (загрузка газопроводов и производственных мощностей заводов по сжижению и систем приема, хранения и регазификации (СПХР) природного газа; экономия от масштаба),

б) инвестиционную привлекательность проектов по строительству объектов ГСС,

в) взаимосвязи ГСС различного пространственного уровня между собой и с другими подсистемами топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

Формирование двухсегментных ГСС делает востребованными исследования в области адаптации существующего научно-методического инструментария к новым условиям, что и обуславливает актуальность данной работы.

Монголия, характеризующаяся низкой плотностью населения, значительная часть которого ведет кочевой образ жизни, и не имеющая собственных ресурсов традиционного природного газа, представляет особый интерес для анализа направлений формирования ГСС на основе внешних энергетических связей и с использованием СПГ-технологий.

С 2019 г. ПАО «Газпром» разрабатывает проект МГ из России в Китай, проходящего через её территорию. Заинтересованность Монголии в осуществлении такого проекта обусловлена как стремлением укрепить внешние энергетические связи с граничащими государствами, так и возможностью газификации страны, которая позволит снизить выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу и эмиссию парниковых газов, повысить манёвренность электроэнергетической системы (ЭЭС) и осуществить техническое перевооружение в секторах электро- и тепло-снабжения.

Степень разработанности проблемы. Основой для долгосрочного прогнозирования развития ТЭК является методология системных исследований в энергетике, которую начали разрабатывать в 60-х гг. прошлого столетия. На постоянной основе работа в данном направлении ведётся в ряде научно-исследовательских организаций: в России – в Институте систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН) и в Институте энергетических исследований РАН в рамках научной школы, сформированной под руководством Л. А. Мелентьева и А. А. Макарова, за рубежом – в Международном институте прикладного системного анализа, Международном энергетическом агентстве, Управлении энергетической информации США, Азиатско-Тихоокеанском центре энергетических исследований.

На основе теоретической базы, созданной данными научными центрами, собственные прогнозы подготавливаются некоторыми консалтинговыми фирмами и энергетическими компаниями.

Для выполнения прогнозных исследований разрабатываются соответствующие модельно-информационные комплексы. Модели ГСС могут входить в состав таких комплексов или быть обособленными от них. На сегодняшний день за рубежом имеются достаточно детализированные модели ГСС Европы и США. Ведётся активная работа в области моделирования ГСС Китая. Комплексное рассмотрение проблем, связанных с развитием и функционированием Единой системы газоснабжения (ЕСГ) и ГСС регионов России, представлено в публикациях М. Г. Сухарева, Е. Р. Ставровского, Н. И. Илькевича, С. М. Сендерова, Н. М. Сторонского, А. С. Казака, Н. А. Кисленко, И. В. Тверского, О. А. Елисейевой и др. Методические аспекты сравнительной оценки способов транспортировки природного газа (в форме СПГ или по МГ) рассматриваются в трудах О. Н. Медведевой, А. В. Белинского, Н. А. Кисленко и др.

Вопросы, связанные с освоением месторождений природного газа восточных регионов России и его экспортом, изучены в работах А. Э. Конторовича, А. Г. Коржубаева, Л. А. Платонова, Л. В. Эдера, И. В. Филимоновой и др. Перспективы сотрудничества России со странами Восточной Азии (ВА)¹ в газовой отрасли рассматриваются в работах Б. Г. Санеева, А. М. Мастепанова, А. А. Конопляника, П. А. Минакира и др. В рамках Форума стран СВА по газопроводам были проведены исследования, посвящённые формированию региональной газотранспортной инфраструктуры. Их результатом стала концептуальная схема ГСС СВА, частью которой являлся транзитный газопровод Россия – Монголия – Китай.

Перспективы энергетического сотрудничества между Россией и Монголией рассматриваются в совместных работах сотрудников ИСЭМ СО РАН (Н. И. Воропай, В. А. Стенников, Б. Г. Санеев и др.) с монгольскими учёными (С. Батмунх, П. Очирбат, Х. Энхжаргал, С. Батхуяг, Б. Бат-Эрдэнэ, М. Тумэнжаргал и др.).

¹ Страны ВА – Китай (включая провинцию Тайвань), Япония, Республика Корея, Корейская Народная Демократическая Республика и Монголия – совместно с Россией формируют регион Северо-Восточной Азии (СВА).

Автором предложена система моделей для определения основных направлений развития ГСС: а) во взаимосвязи с ТЭК соответствующего уровня пространственной иерархии, б) с учётом роли СПГ и как способа транспортировки газа, и как энергоресурса, спрос на который формируют отдельные сектора потребления. Разработанная система моделей апробируется на примере исследования направлений формирования ГСС Монголии.

Цель работы – разработать методический подход к исследованию перспективных направлений формирования ГСС, включающей подсистему снабжения СПГ, и на его основе оценить варианты развития ГСС Монголии.

Задачи исследования:

1) провести анализ имеющейся научно-методической базы в области моделирования развития ГСС, в том числе систем транспортировки СПГ;

2) разработать схему исследования перспектив развития ГСС, предполагающую использование существующих и предлагаемых автором моделей;

3) разработать математические модели для анализа перспективных направлений развития ГСС и расчёта экономически обоснованных цен на газ;

4) на основе анализа современного состояния ТЭК выявить предпосылки к газификации Монголии и при помощи разработанных моделей определить перспективные направления формирования ГСС страны с точки зрения а) рациональной структуры ГСС и этапности её развития, б) конкурентоспособности поставок в Монголию сетевого газа из России, в) экономически обоснованных цен на газ, которые в дальнейших исследованиях могут использоваться для уточнения прогноза его потребления.

Объектом исследования является ГСС, включающая в свой состав центры добычи и импорта газа, МГ, заводы по сжижению природного газа, специализированные транспортные средства для перевозки СПГ, СПХР газа.

Предмет исследования – направления формирования ГСС Монголии при различных сценариях газификации и ценах на импортируемый СПГ.

Научная новизна диссертационной работы заключается в следующем.

1. Разработана оптимизационная модель развития ГСС, в которой впервые одновременно учитываются такие факторы, как потребность в газе определённого агрегатного состояния (сетевой газ или СПГ), целочисленность, уровень загрузки производственных мощностей и этапность ввода в эксплуатацию объектов ГСС.

2. Разработаны имитационные производственно-финансовые модели объектов ГСС, основной отличительной чертой которых является взаимосвязанность с предлагаемой оптимизационной моделью ГСС через показатели динамики и структуры затрат, за счёт чего достигается сопоставимость результатов расчётов при последовательном использовании двух типов моделей.

3. Разработан алгоритм, позволяющий определять экономически обоснованные цены на газ в условиях, когда оптимизационная модель развития ГСС имеет целочисленные переменные, и по этой причине метод двойственного анализа, обычно используемый для получения таких оценок, неприменим.

4. Предложен метод декомпозиции потребности в природном газе на сетевой газ и СПГ в зависимости от направления его использования, расстояния доставки и объёмов перспективного газопотребления.

Теоретическая и практическая значимость. Теоретическая значимость диссертационной работы заключается в развитии методических основ исследования газоснабжающих систем, включающих в себя подсистемы снабжения СПГ. Расширен инструментарий прогнозирования развития энергетики за счёт разработанных автором оптимизационной модели ГСС и производственно-финансовых моделей её объектов и установления взаимосвязей между новыми и существующими моделями. Важной составляющей диссертационной работы является решение проблемы определения экономически обоснованных цен на газ в тех случаях, когда модель ГСС представлена в виде задачи целочисленного программирования.

Практическая значимость состоит в:

– определении перспективных направлений формирования ГСС Монголии, включая расположение, требуемую мощность, этапы ввода в эксплуатацию её объектов;

- обосновании конкурентоспособности экспорта сетевого газа из России в Монголию;
- определении экономически обоснованного уровня цен на газ для аймаков (территориально-административных единиц) Монголии;
- разработке научно обоснованных предложений по расширению внешних энергетических связей между Россией и Монголией на основе сотрудничества в газовой отрасли.

Предложенный методический подход в данной работе используется для анализа перспективных направлений формирования ГСС Монголии, однако он может быть применён для решения аналогичных задач и для других регионов. Разработанная система моделей уже использовалась автором при оценке направлений газификации Республики Бурятия.

Методология и методы исследования. Работа выполнена на основе методологии системных исследований в энергетике с использованием оптимизационных и имитационных математических моделей и методов оценки эффективности инвестиционных проектов.

Положения, выносимые на защиту.

1. Методический подход к исследованию перспективных направлений формирования ГСС, который позволяет определить её рациональную структуру и этапность развития с учётом таких факторов, как долгосрочные тенденции газопотребления, наличие потребителей, удалённых от МГ, возможность использования СПГ в качестве моторного топлива, внешнеторговые цены на газ.

2. Комплекс взаимосвязанных оптимизационной модели ГСС и имитационных производственно-финансовых моделей её объектов, последовательное использование которых даёт возможность отразить противоположно направленное влияние эффекта масштаба и уровня загрузки мощностей на рациональную структуру ГСС и экономически обоснованные цены на газ.

3. Алгоритм расчёта экономически обоснованных цен на газ, посредством которого обеспечивается взаимосвязь между моделью развития ГСС и моделями других отраслевых систем энергетики, с тем чтобы в дальнейших исследованиях уточнить прогноз газопотребления по результатам анализа межтопливной конкуренции.

4. Метод декомпозиции потребности в природном газе в зависимости от агрегатного состояния, позволяющий отразить спрос на СПГ как на моторное топливо и как топливо для удалённых от МГ потребителей при определении рациональной структуры ГСС и оценке конкурентоспособности импорта сетевого газа в сравнении с импортом СПГ.

Соответствие паспорту научной специальности. Исследование соответствует паспорту научной специальности 2.4.5. Энергетические системы и комплексы по следующим пунктам.

П.1. Разработка научных основ (подходов) исследования общих свойств и принципов функционирования и методов расчета, алгоритмов и программ выбора и оптимизации параметров, показателей качества и режимов работы энергетических систем, комплексов, энергетических установок на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии в целом и их основного и вспомогательного оборудования (пункты научной новизны 1 – 4);

П.7. Исследование влияния технических решений, принимаемых при создании и эксплуатации энергетических систем, комплексов и установок на их финансово-экономические и инвестиционные показатели, региональную экономику и экономику природопользования (пункты научной новизны 2 и 3).

Степень достоверности и обоснованности полученных результатов и выводов определяется системным подходом к исследованию и использованием методов формальной логики, в том числе математического моделирования. В качестве информационной базы исследования используются данные официальной статистической службы Монголии, Федеральной службы государственной статистики России, Международного энергетического агентства. Используемые в расчётах технико-экономические показатели основаны на фактических характеристиках проектов-аналогов.

Апробация. Результаты и методология исследования докладывались и обсуждались на следующих научно-практических конференциях: XLVII конференции-конкурсе научной молодежи ИСЭМ СО РАН (Иркутск, 27 марта – 6 апреля 2017 г.); 10-ой международной конференции «Энергетическая кооперация в Азии» (Иркутск, 28 – 31 августа 2017 г.); XLVIII конференции-конкурсе научной молодежи ИСЭМ СО РАН (Иркутск, 26 марта – 11 апреля 2018 г.); Молодёжной секции международной конференции «Трансформация мировой энергетики. Новые подходы» (Москва, апрель 2018 г.); 15-ой Международной конференции Форума стран СВА по газопроводам (Санкт-Петербург, 15 октября 2018); Всероссийской молодёжной конференции с международным участием «Системные исследования в энергетике – 2019» (Иркутск, 27–31 мая 2019 г.); Международной географической конференции, посвящённой 90-летию со дня рождения академика Владимира Васильевича Воробьева (Иркутск, 21–25 октября 2019 г.); Научно-практической конференции с международным участием «Science Present and Future: Research Landscape in the 21st century» (Иркутск, 29 мая 2020 г.); Международной конференции «Энергетика XXI века: устойчивое развитие и интеллектуальное управление» (Иркутск, 7–11 сентября 2020 г.); 75-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2021» (Москва, 26–29 апреля 2021 г.); Всероссийской молодёжной конференции с международным участием «Системные исследования в энергетике – 2021» (Иркутск, 25–28 мая 2021 г.); Школе молодых ученых – 2021 «Приоритеты научно-технологического развития энергетики России» (Москва, 10–11 ноября 2021 г.); Международной научной конференции «Россия и Монголия: результаты и перспективы научного сотрудничества» (Иркутск, ИСЭМ СО РАН, 6 – 9 апреля 2022 г.); III Всероссийской конференции с международным участием «Региональная энергетическая политика Азиатской России» (п. Танхой, Республика Бурятия, 27–30 сентября 2022 г.). В 2021 г. работа автора «Возможности международной кооперации при создании газотранспортной системы в Монголии» была удостоена специального приза «Взгляд в будущее» на Международном конкурсе молодых ученых «Нефтегазовые проекты: Взгляд в будущее».

Публикации. По теме диссертационного исследования подготовлено 26 публикаций: 14 статей в научных журналах, в том числе 4 статьи в журналах из перечня ВАК по специальности 2.4.5. Энергетические системы и комплексы категорий К1 и К2, 2 статьи в журналах, индексируемых в системах цитирования WoS и Scopus; 5 статей в сборниках конференций, индексируемых в системе цитирования Scopus; 5 статей в иных изданиях; 2 главы в монографиях.

Объём и структура работы. Диссертация состоит из введения, трёх глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы и двух приложений. Общий объём работы составляет 136 страниц, включая 25 таблиц и 13 рисунков.

Личный вклад автора. Структура работы, цели и задачи обсуждались совместно с научным руководителем. Автором самостоятельно разработаны модель развития ГСС и производственно-финансовые модели её объектов, рассчитаны необходимые технико-экономические показатели, проведено моделирование формирования ГСС Монголии, и выполнен анализ его результатов. В совместных исследованиях с Б. Г. Санеевым и С. П. Поповым соискателем модифицирована модель межгосударственной системы газоснабжения СВА (актуализированы параметры модели, добавлен новый центр потребления газа (г. Улан-Батор) и маршруты поставок), сформулировано математическое описание оригинальной системы моделей (модель развития национальной ГСС и производственно-финансовые модели её объектов), разработан алгоритм расчёта экономически обоснованных цен на газ, осуществлена апробация предлагаемых моделей. Соискатель участвовала в анализе существующего состояния ТЭЖ Монголии и его отраслей. В дальнейшем на основе этого анализа соискателем были выявлены предпосылки к газификации страны.

Автор выражает благодарность научному руководителю к.т.н. С. П. Попову и д.т.н. Б. Г. Санееву, исследования под руководством которых оказали огромное влияние на формирование его научных интересов, а также к.т.н. Ж. В. Калининой, к.т.н. Г. Г. Лачкову, д.т.н. С. М. Сендерову, д.т.н. А. Д. Соколову, д.ф.-м.н. О. В. Хамисову за замечания и советы, полученные при подготовке диссертации.

ГЛАВА 1. Ключевые проблемы исследования систем газоснабжения на современном этапе развития энергетики

1.1. Место систем газоснабжения в методологии прогнозирования развития энергетики

Сфера применения природного газа

Природный газ играет важную роль в мировом топливно-энергетическом балансе (ТЭБ): на его долю в 2021 г. приходилось 24% энергопотребления [1]. Газ используется в качестве топлива для тепловых электростанций (ТЭС), котельных, промышленных печей, отопления и нагрева горячей воды в зданиях, не подключённых к централизованным системам теплоснабжения и горячего водоснабжения, для пищевого приготовления, как сырьё в химической промышленности (в том числе в газохимии), в качестве моторного топлива.

В сравнении с другими видами топлива, экологичность является одним из основных преимуществ использования природного газа. В Таблице 1.1 приводятся значения удельных выбросов ЗВ, образующихся при сжигании угля, мазута и природного газа: объём выбросов ЗВ для природного газа существенно ниже, чем для угля и мазута.

Таблица 1.1 – Обобщенные данные по сумме удельных выбросов ЗВ при сжигании угля, мазута и природного газа

Выбросы ЗВ	Вид топлива		
	Уголь	Мазут	Природный газ
Общее количество ЗВ, кг/т у.т.	305	50	3
В том числе			
твердые ЗВ, кг/т у.т.	231	0,1	0,0002
тяжёлые металлы, г / т у.т.	0,7...1,1	0,6...0,9	Отсутствуют

Источник: [2].

Указанные в Таблице 1.1 показатели могут варьироваться в широком диапазоне даже для одного вида топлива в зависимости от его качественных характери-

стик, технологии сжигания, наличия и типа очистного оборудования. Однако экологические преимущества природного газа подтверждаются и более уточнёнными оценками (например, для ТЭС и котельных сравнительная оценка удельных выбросов ЗВ приводится в работе [3], для автотранспорта – в работах [2; 4]).

Дополнительными преимуществами использования природного газа в качестве топлива являются:

1) возможность снижения операционных затрат за счёт автоматизации и повышения энергоэффективности использования топлива, а в случае поставок сетевого газа – отсутствие затрат на его хранение у потребителя;

2) возможность повышения манёвренности ТЭС;

3) при сжигании природного газа образуется меньше парниковых газов в сравнении с другими видами ископаемого топлива [5].

Понятие ГСС и составляющие процесса её моделирования

Представляя собой одну из больших систем энергетики, ГСС характеризуется сложной структурой, иерархической организацией, имеет ярко выраженные территориальные (горизонтальные) и отраслевые (вертикальные) связи, в качестве объекта управления на стадии планирования выступает и как техническая, и как экономическая система [6].

Под развитием ГСС понимается усложнение её структуры за счёт ввода в эксплуатацию новых объектов или увеличения мощности (пропускной способности) существующих объектов.

Формирование ГСС подразумевает реализацию организационно и технологически сложных, капиталоемких проектов. Для их научного обоснования используется соответствующее методологическое обеспечение, частью которого являются математические модели ГСС.

Моделирование развития ГСС представляет собой целостный, многоступенчатый, итеративный и многоплановый процесс, включающий в себя следующие содержательные составляющие:

– составление схемы исследования ГСС;

- создание новых и актуализация существующих математических моделей, описывающих газовую отрасль на уровне глобального газового рынка, ТЭК страны, её региона и отдельных объектов ГСС,

- разработка методических подходов к взаимоувязке решений, полученных путем использования моделей разного уровня и с разными критериями оптимизации,

- совершенствование программно-вычислительных комплексов для моделирования и визуализации его результатов.

Свойства ГСС, учитываемые при её моделировании, зависят от целей исследования и характера имеющейся информации: степень детализации и размерность модели должны соответствовать полноте и точности доступных данных.

При рассмотрении ГСС как инфраструктурной основы для оказания энергетических услуг в долгосрочной перспективе, в её математической модели отражаются:

- надёжность как возможность удовлетворения перспективной потребности в газе за счёт существующих и новых объектов ГСС,

- инвестиционная привлекательность проектов по созданию объектов ГСС,

- взаимозаменяемость природного газа другими энергоресурсами.

Возможность заменить природный газ другими видами топлива обуславливает необходимость оценки его стоимости при заданной структуре ГСС как одного из ключевых факторов межтопливной конкуренции.

Важной составляющей моделирования является то, что в рыночных условиях хозяйствования помимо оптимизации развития и загрузки производственных мощностей и связей, необходимо учитывать финансовые потоки и организационные структуры топливно-энергетических отраслей [7].

Описываемые при моделировании свойства ГСС должны быть достаточными для формирования целостного представления о наиболее перспективных направлениях её развития, включая состав, мощности (пропускные способности) и график ввода в эксплуатацию технологических объектов.

Составление модели ГСС, позволяющей одновременно и определить её оптимальную структуру, и подробно описать математически влияние таких факторов как сезонность, аварийность и экономичность на функционирование и режимы работы отдельных технологических объектов, сталкивается с проблемой несопоставимости точности исходной информации со сложностью моделируемых энергетических процессов. Кроме того, могут возникнуть вычислительные трудности при решении задач большой размерности. В этой связи в моделях, используемых для анализа перспективных направлений развития ГСС, данные аспекты её функционирования отражаются косвенно (например, через материальные балансы, потребление природного газа на собственные технологические нужды (СТН), затраты на техническое обслуживание и ремонт), а для их детального представления разрабатываются отдельные модели.

Моделирование ГСС в рамках прогнозирования развития энергетики

Прогнозы развития энергетики позволяют оценить возможные последствия принимаемых решений в области энергетической политики, влияние научно-технического прогресса на развитие и функционирование энергетических систем, требуемый объём инвестиций в отрасли ТЭК.

Подобные задачи решаются с помощью модельно-информационных комплексов, включающих в себя взаимосвязанные математические модели различного типа (оптимизационные, имитационные) и базы данных, в которых содержится информация о технико-экономических, технических, финансово-экономических, экологических показателях производства, хранения, транспортировки и потребления энергоресурсов.

Развитие модельно-информационных комплексов происходит за счёт актуализации существующих моделей и создания новых. При этом для согласования решений, полученных с использованием различных моделей, важно отразить взаимосвязи отраслей ТЭК друг с другом и с экономической системой.

Моделированием развития энергетических систем занимаются научно-исследовательские институты, в том числе: Международное Энергетическое Агентство

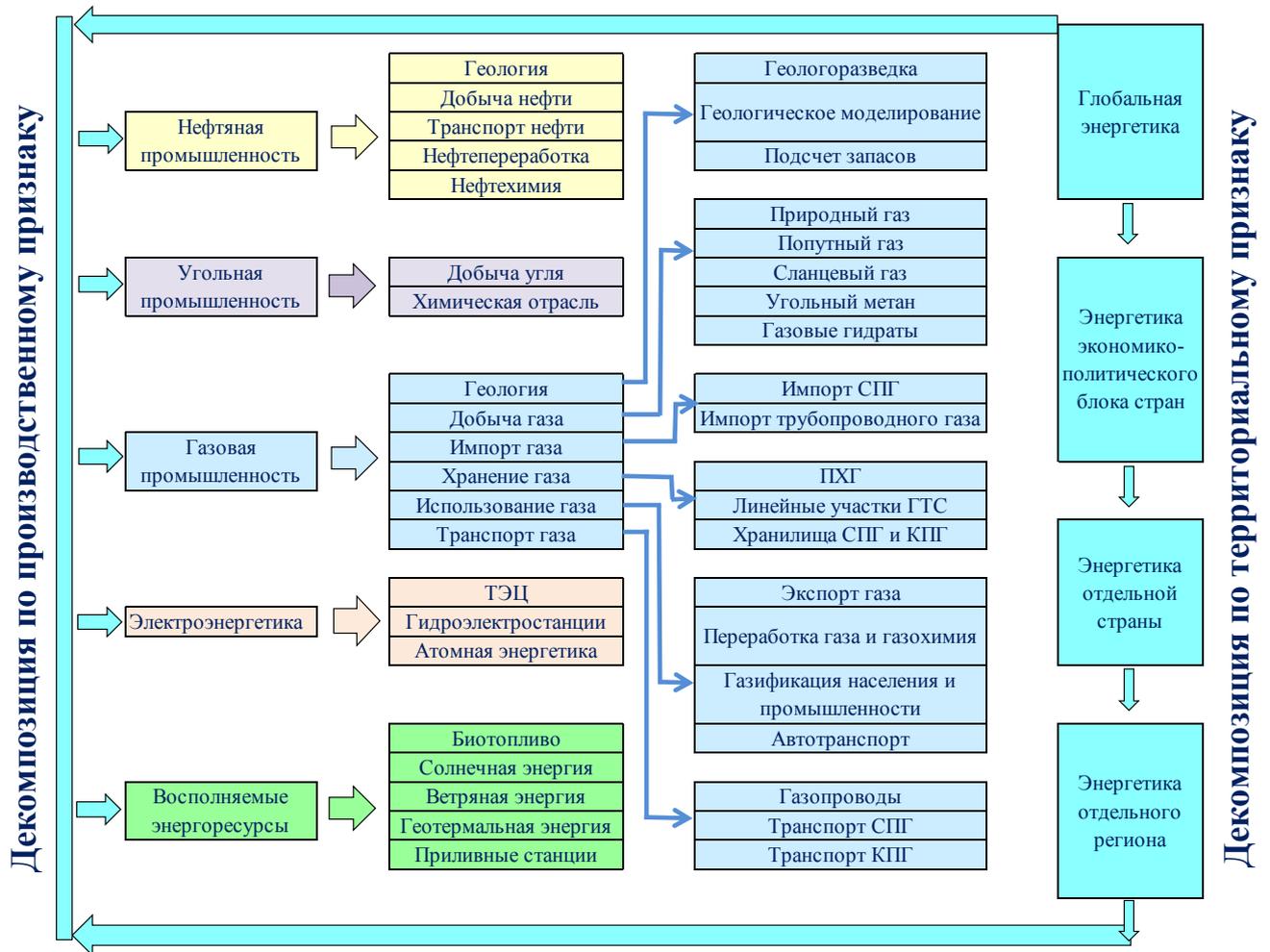
(модель TIMES [8], World Energy Model [9]), Управление энергетической информацией США (системы моделей World Energy Projection System Plus [10] и National Energy Modeling System [11]), Международный институт прикладного системного анализа (модель MESSAGE [12]), Институт экономики энергетики Японии (краткое описание системы моделей приводится в прогнозе [13]). Среди российских организаций необходимо выделить Институт энергетических исследований РАН (модельно-информационный комплекс SCANNER [14]) и ИСЭМ СО РАН (системы моделей для прогнозирования развития ТЭК России, её восточных регионов и стран ВА [15]). Кроме того, собственный модельный инструментариум разрабатывается в ряде энергетических компаний и консалтинговых фирм (British Petroleum, ExxonMobil, ПАО «Газпром», DNV, Enerdata и др.).

Учитывая взаимосвязи отраслей ТЭК страны между собой, с экономикой и глобальными энергетическими системами, моделированию ГСС уделяется значительное внимание при прогнозировании развития энергетики. При моделировании развития национальной газовой промышленности другие отрасли ТЭК, мировой газовый рынок и ГСС отдельных регионов страны представлены как элементы внешней среды, и в проводимых исследованиях должна приниматься во внимание динамика показателей их развития. В результате анализа внешней среды формируется представление о возможной нише, которую может занять природный газ среди альтернативных видов энергоресурсов. Далее проводится декомпозиция самой газовой отрасли: импорт и добыча газа, его транспортировка, хранение, переработка, распределение внутри страны и экспорт [16].

На Рисунке 1.1 представлен описанный выше процесс декомпозиции газовой отрасли. Автором добавлен блок «Импорт газа», так как именно этот источник поставок является одним из основных для стран, не обладающих достаточными собственными запасами природного газа.

Методология прогнозирования развития энергетики стран ВА

Рассмотрим основные составляющие процесса прогнозирования развития энергетики на примере методологии, используемой для выполнения прогнозов энергопотребления в странах ВА [15; 17; 18].



КПГ – компримированный природный газ, ГТС – газотранспортная система, ПХГ – подземное хранилище газа.

Рисунок 1.1 – Декомпозиция глобальной энергетики на подсистемы [16]

Для обоснования перспективных направлений развития энергетики и инновационных энергетических технологий моделируются несколько сценариев, при этом один из сценариев рассматривается как базовый или референтный, а другие с ним соотносятся. Сценарии различаются предположениями о тенденциях изменения социально-экономических и технико-экономических показателей и приоритетности целей энергетических политик стран ВА.

Выделяются следующие этапы прогнозирования:

- 1) прогнозирование объёмов и структуры конечного энергопотребления,
- 2) прогнозирование развития секторов преобразования и транспорта энергоресурсов и оценка первичного энергопотребления,

3) оценка структуры импорта энергоресурсов.

Каждый этап сопровождается качественным анализом институтов развития энергетики стран ВА. В дальнейшем институциональные факторы отражаются через особенности математического описания и значения технико-экономических параметров моделей.

И на первом, и на втором этапах динамика и структура энергопотребления в течение прогнозного периода (диапазон которого составляет 15–35 лет и связан с инвестиционными циклами) согласовываются с предположениями о социально-экономическом развитии. Основной задачей первых двух этапов является прогнозирование масштабов и скорости внедрения инновационных энергетических технологий. Такие оценки производятся на основе анализа динамики технико-экономических показателей и количественных целей энергетической политики.

На третьем этапе оценивается конкурентоспособность различных направлений поставок энергоресурсов на рынки ВА. В результате формируется прогнозная структура импорта и экспорта для стран региона. В дальнейшем эти результаты могут быть использованы при прогнозировании развития ТЭК России.

Исходными предпосылками для прогноза конечного энергопотребления являются:

а) предположения о социально-экономическом развитии страны (динамика ВВП (по паритету покупательной способности) и численности населения, объём и структура промышленного производства, грузооборот и пассажирооборот, площадь жилых и коммерческих помещений и т. п.);

б) оценки технико-экономических параметров энергетических технологий, непосредственно относящихся к стадии конечного потребления энергоресурсов (показатели энергетической эффективности, капитальные вложения и текущие затраты);

в) цены на энергоресурсы для конечных потребителей.

Декомпозиция конечного потребления осуществляется по кластерам: промышленность (с выделением потребления топлива на неэнергетические нужды), сельское хозяйство, здания (потребление энергоресурсов населением и сферой

услуг), транспорт. Кластеры представляют собой агрегированные группы конечных потребителей, которые характеризуются схожими удельными показателями энергопотребления, требованиями к качеству энергетических услуг и возможностями по замене одного вида энергоресурса на другой в долгосрочной перспективе.

Для решения задачи прогнозирования конечного энергопотребления используются эконометрические модели и балансовые модели равноэкономичности энергетических технологий. При оценке структуры конечного потребления по видам энергоресурсов учитываются особенности экологического регулирования. Динамика удельных показателей конечного энергопотребления задается с учётом трендового анализа и анализа наилучших доступных технологий с точки зрения энергосбережения и энергоэффективности.

Реакция изменения структуры энергопотребления в ответ на изменение цен на энергоресурсы имеет достаточно длительный характер (8–10 лет). В случае наличия длинных рядов статистических данных перспективы замещения одного энергоресурса другим оцениваются через коэффициенты эластичности, показывающие изменение (в процентах) спроса на энергоресурс при изменении его стоимости на 1% [19]. Однако, при отсутствии такого рода данных (на начальных этапах коммерциализации инновационных технологий) применяется сценарный подход с ориентацией на стратегические приоритеты лиц, принимающих решения в области развития энергетики.

На втором этапе прогнозируется полное энергопотребление и объёмы импорта энергоресурсов энергодефицитными странами ВА. Для решения этой задачи используются оптимизационные и балансовые модели, в которых отражаются перспективы технологического развития (повышение энергетической эффективности) в секторах преобразования и транспорта энергии.

Третий, завершающий этап прогнозирования заключается в оценке внешних энергетических связей. Эта задача решается при помощи оптимизационных производственно-транспортных моделей межгосударственных энергетических систем и имитационных производственно-финансовых моделей их объектов. В качестве основных параметров этих моделей используются:

- а) потребность в импорте энергоресурсов;
- б) технико-экономические показатели производства, транспорта и хранения энергоресурсов;
- в) пропускная способность (мощность) действующих и перспективных объектов энергетической системы.

Производственно-транспортные модели позволяют найти оптимальные (обеспечивающие минимизацию/максимизацию критериального показателя при заданных ограничениях) объёмы производства, хранения и транспортировки энергоресурса по каждому из рассматриваемых маршрутов, оценки его стоимости. В этих моделях возможно отразить влияние механизмов ценообразования на международных энергетических рынках и энергетической политики стран ВА в области диверсификации импорта на его структуру.

Для анализа влияния различных факторов (технологическое развитие, налоговое окружение, мероприятия в области защиты окружающей среды и т.п.) на конкурентоспособность экспортёров требуется построение имитационных производственно-финансовых моделей объектов энергетической системы. С использованием таких моделей рассчитываются основные экономические показатели соответствующего инвестиционного проекта, включая уровень цен и тарифов, при которых достигается его окупаемость.

Используемый для прогнозирования развития энергетики стран ВА инструментарий постоянно обновляется за счёт включения новых технологий в существующие модели и актуализации технико-экономических параметров, а также создания новых моделей. К настоящему времени для региона ВА в ИСЭМ СО РАН разработаны модели межгосударственных газоснабжающих [20; 21], электроэнергетических [22] систем и системы производства и транспорта водорода [23; 24].

Поскольку развитие межгосударственной системы газоснабжения ВА тесно связано с особенностями ГСС стран региона, возникает потребность в моделировании национальных ГСС с учётом внешних энергетических связей. Кроме того, необходимо отразить перспективы автономной газификации на основе СПГ и ис-

пользования данного энергоресурса в качестве моторного топлива, а также предусмотреть возможность расчёта экономически обоснованных цен на газ, необходимых для уточнения прогноза его потребления, на основе которого принимаются технические решения по развитию ГСС.

1.2. Обзор существующих моделей развития систем газоснабжения

Модели ГСС различаются по математической постановке задачи, географическому охвату (модели мировой, межгосударственной, национальной или локальной системы), учёту фактора времени (динамические или статические модели). Дополнительно к этой общепринятой классификации целесообразно различать модели ГСС по их взаимосвязи с моделями других отраслей ТЭК (обособленные модели или модели в рамках систем прогнозирования энергетики), поскольку данный фактор имеет важное значение с точки зрения целей их использования, математической постановки задачи и требований к исходной информации.

К числу моделей ГСС, входящих в системы прогнозирования развития энергетики, относятся модели, используемые Международным энергетическим агентством, Форумом стран-экспортёров газа, Управлением энергетической информации США, Институтом энергетических исследований РАН. Подготовленные этими организациями прогнозы развития энергетики и газовой отрасли публикуются на регулярной основе, однако документация по моделированию не во всех случаях находится в открытом доступе.

Помимо научно-исследовательских организаций, моделированием ГСС занимаются консалтинговые фирмы. Например, Мировая газовая модель (World Gas Model), разработанная компанией NEXANT [25], позволяет выполнять прогнозы международной торговли газом и цен на него; эта модель может использоваться как в рамках систем прогнозирования энергетики, так и обособленно.

Основные ограничения при использовании моделей в рамках систем прогнозирования мировой энергетики связаны с высокой степенью агрегирования спроса на газ, запасов и мощностей по его транспортировке, сжижению и регазификации,

сопровождающуюся усреднением технико-экономических показателей. Поэтому при решении задач в области развития ГСС оценки, полученные на их основе, детализируются и уточняются с применением более конкретизированных моделей.

Обособленные модели направлены на решение специальных задач и, как правило, отличаются более сложной математической постановкой и необходимостью индивидуализированного подхода к составу требуемой информации.

С начала 1960-х гг. в Сибирском энергетическом институте (в настоящее время ИСЭМ СО РАН) в рамках методологии системных исследований в энергетике, основы которой были заложены Л. А. Мелентьевым, начали создаваться модели систем газоснабжения. В 1962 г. Ю. А. Кузнецов и коллеги предложили методику оптимизации структуры ТЭБ, важное место в которой заняло планирование развития газоснабжающих систем. Коллективом исследователей была разработана линейная оптимизационная модель Единой газоснабжающей системы СССР. Результаты расчётов, выполненных с применением этой модели, учитывались при разработке генеральной схемы газовой промышленности СССР, а также в совместных работах с отраслевыми научно-исследовательскими и проектными институтами [26].

В этих исследованиях Единая газоснабжающая система СССР рассматривалась на следующих уровнях:

- 1) как подсистема энергетического комплекса страны (при перспективном планировании народного хозяйства),
- 2) как подсистема топливоснабжения,
- 3) как отрасль экономики,
- 4) как физико-техническая система в региональном и технологическом аспектах, а также при рассмотрении вопросов научно-технического прогресса, надёжности, функционирования в нормальных и внештатных ситуациях,
- 5) как объект диспетчерского управления [27].

Совершенствование методологического обеспечения исследований шло по пути автоматизации решения задач в области развития и функционирования ГСС. В 1960–1970-е гг. во Всесоюзном научно-исследовательском институте природных

газов (в настоящее время ООО «Газпром ВНИИГАЗ») под руководством Р. И. Гутенмахера, М. Г. Сухарева, Е. Р. Ставровского и других была разработана алгоритмическая база компьютерных моделей транспорта газа. Группой сотрудников во главе с М. Г. Сухаревым (Е. Р. Ставровский, О. П. Стурейко, В. А. Ефремов, Ю. В. Хромов и др.) были созданы первые программы для решения задач оптимального проектирования и эксплуатации газопроводов [28].

В этот же период Всесоюзным научно-исследовательским институтом экономики, организации производства и технико-экономических исследований в газовой промышленности (в настоящее время ООО «НИИгазэкономика») был разработан программный комплекс СПОРТРАП. В этом комплексе была реализована экономико-математическая сетевая модель потокораспределения газа. Период моделирования разбивался на 7 лет, и для каждого года рассчитывались объёмы и маршруты поставок газа по Единой газоснабжающей системе СССР, при которых достигалась минимизация приведенных затрат на его транспортировку за период в целом при условии выполнения балансовых соотношений в узлах сети (месторождения, потребители, подземные газохранилища и т.д.). Учитывались пропускные способности газопроводов на начало периода и ограничения на развитие Единой газоснабжающей системы СССР, при этом состояние ГСС в конце пятилетки согласовывалось с решениями на десятилетнюю перспективу. Кроме того, было введено требование о неубывании потоков газа по годам [27].

В ИСЭМ СО РАН к настоящему времени сформирована многоуровневая система моделей, описывающих развитие и функционирование ЕСГ России с учётом таких аспектов, как надёжность, сезонность, инвестиционная деятельность компаний газовой отрасли, ценообразование на газ, технико-экономическое обоснование параметров ГСС [29; 30]. Разработан программно-вычислительный комплекс, модели которого позволяют проводить анализ степени удовлетворения потребности в газе внутри страны и обеспечения экспортных поставок и выявлять «узкие места» в ЕСГ [31].

В рамках системы прогнозирования Института энергетических исследований РАН имеются модели мирового рынка газа и газовой отрасли России. В модели

газовой отрасли России оптимизация развития ГСС возможна по нескольким критериям с учётом производственных, финансовых и рейтинговых показателей (показатели доходности, финансовой устойчивости, стоимости компании), что позволяет сформировать целостное представление о рассматриваемых вариантах инвестиционных программ [7; 32; 33]. Оптимизационная модель мирового рынка газа основывается на разработанной в Институте энергетических исследований РАН модели Газовых рынков Евразии и Мировой газовой модели, созданной компанией NEXANT. Эта модель представляет собой задачу линейного программирования в классической постановке о минимизации затрат на добычу и транспортировку газа, включая затраты на сжижение и регазификацию, и с учётом инфраструктурных и контрактных ограничений [14].

Оптимизационная модель развития ЕСГ, разработанная в Институте проблем управления РАН, позволяет определить динамику строительства газопроводов и их пропускную способность с учётом прогнозного потребления газа и сроков строительства на основе критерия минимизации капитальных и эксплуатационных затрат [34]. Позднее такой подход к оптимизации был дополнен теоретико-игровой моделью, в которой объекты ГСС рассматриваются как самостоятельные субъекты, каждый из которых максимизирует свой чистый денежный поток за прогнозный период [35].

В работах сотрудников структурных подразделений ПАО «Газпром» представлен комплексный подход к моделированию систем газоснабжения: предложены методы исследования их надёжности, разработаны потоковые модели магистрального транспорта газа, модели определения оптимальной структуры систем газоснабжения с учётом сезонности, неопределённости, энергоэффективности, погодных условий и других факторов [36–44]. В работах [45–47] предложен научно-методический подход к принятию управленческих решений по развитию газотранспортной системы, предусматривающий компьютерное моделирование её режимов, который успешно применяется при разработке схем газоснабжения и газификации. Имеются специализированные модели для решения таких задач как поставки газа, отвечающего критериям качества (калорийности) [48], экспорт газа в

страны Европы с учётом механизмов бронирования газотранспортных мощностей на данном рынке и контрактных обязательств [49; 50]; в работе [51] предложена оптимизационная модель газотранспортной системы, опирающаяся на нейросетевые модели её участков.

Обзор основных моделей системы газоснабжения Европы представлен в работе [52]. Большинство из них ориентированы на анализ процессов ценообразования и конкурентных структур рынка.

Детализированная модель ГСС Северной Америки (Natural Gas Market Module) входит в систему прогнозирования Управления энергетической информации США [53]. Эта модель описана в виде задачи квадратичного программирования, заключающейся в максимизации суммы излишка потребителя и производителя газа² за вычетом переменных затрат на его транспортировку.

В последние годы за рубежом проводится множество исследований, в которых модели систем газоснабжения используются для решения проблем, связанных с реформированием газовой отрасли и правилами доступа к инфраструктуре. Так, в работе [55] газотранспортная система моделируется с учётом того, что тарифы на транспортировку газа установлены на «входе» и «выходе» из неё. В статье [56] на примере рынка краткосрочных поставок газа в Нидерландах и Великобритании предложена модель аукциона на газ. В работе [57] при помощи модельных расчётов анализируется устойчивость европейской системы газоснабжения к резким изменениям объёма спроса на газ или его поставок. В [58; 59] модель мирового газового рынка, разработанная компанией NEXANT, используется для анализа ценообразования и перспектив формирования газового хаба в ВА. В статье [60] проводится анализ целесообразности отделения деятельности по добыче и распределению газа от его транспортировки по магистральным трубопроводам в Китае. В работе [61]

² Излишек потребителя – это разница между максимальной суммой, которую потребитель готов заплатить за товар, и той суммой, которую он действительно платит. Излишек производителя – это сумма разностей рыночной цены товара и предельных издержек производства для всех товаров. В ситуации рыночного равновесия сумма излишка потребителя и производителя максимизируется [54].

предложена модель системы газоснабжения Китая, ориентированная на анализ правил доступа третьих сторон к её объектам и методов ценового регулирования. В работе [62] модель развития ГСС применяется для исследования проблемы ценообразования и ценового арбитража на рынке газа США.

Технологии производства и транспортировки СПГ позволяют эффективно газифицировать отдалённые от магистральных газопроводов населённые пункты. Кроме того, СПГ может потребляться в качестве моторного топлива. Таким образом, с одной стороны, СПГ используется для транспортировки природного газа, с другой стороны представляет собой энергоресурс, спрос на который формируют транспортный сектор и автономные системы газоснабжения.

В этой связи несомненный интерес представляют собой работы [63–71]. В статье [63] проводится анализ зарубежной практики автономной газификации на основе СПГ; предложены правовые и экономические механизмы по стимулированию реализации таких проектов в России.

В статьях [64; 65] анализируется возможность производства СПГ на ТЭС (подключённых к сетевому газоснабжению) и газораспределительных станциях для его использования в качестве резервного топлива, а также поставок потенциальным потребителям (автомобильным заправочным станциям и потребителям, не охваченным системой снабжения сетевым газом).

В статье [66] представлен методический подход к сравнению способов транспортировки природного газа (по трубопроводам, транспортировка в форме компримированного природного газа, СПГ и метанола танкерами и в цистернах, производство электроэнергии за счёт сжигания природного газа и её передача) в зависимости от дальности поставок и объёмов спроса. Предложена форма номограммы принятия управленческих решений, заполняемой исходя из значений показателей экономической эффективности способа транспортировки газа.

В работе [67] выбор способа газификации населённого пункта делается путем сравнения значений аналитических функций нескольких переменных, которые

формируются на основе показателей, отражающих капитальные и эксплуатационные затраты на газификацию, уровень надёжности газоснабжения и социально-экономическое состояние района.

В работе [68] исследуется проблема выбора места размещения завода по производству СПГ, координаты завода определяются путём решения задачи о минимизации топливных затрат на доставку газа до потребителей. В статье [69] предложена модель оценки равноэкономичности поставок СПГ автомобильным транспортом и поставок сетевого газа. Модель позволяет определить расстояние доставки, при котором потребителя СПГ целесообразно перевести на сетевой газ.

В статье [70] дана оценка капитальных затрат на строительство МГ и на систему снабжения СПГ (линия производства СПГ, тягачи для его доставки и СПХР) в зависимости от объёмов поставки газа и расстояния его транспортировки. Были рассчитаны показатели экономической эффективности соответствующих проектов и определены цены на газ, при которых создание системы снабжения СПГ будет обладать инвестиционной привлекательностью.

В работе [71] представлен подход к моделированию ГСС на основе иерархической структуры оптимизационных задач, в качестве подзадач рассматриваются задачи развития трубопроводной системы транспортировки природного газа и системы морской транспортировки СПГ. Описана модель определения оптимального места размещения завода по производству СПГ с учётом стохастического характера спроса на газ.

С точки зрения подхода к оптимизационному моделированию примечательны работы [71–75], в которых используется целочисленное программирование. Учёт свойства целочисленности позволяет более точно определить требуемое количество объектов ГСС, отразить влияние загрузки газопроводов и производственных мощностей заводов по сжижению и регазификации на экономические показатели соответствующих проектов (так как одновременно решается задача и определения объёмов транспортируемого (сжижаемого, регазифицируемого) газа, и выбора пропускной способности (мощности)) и упрощает интерпретацию полученных результатов.

В работе [72] предложен алгоритм выбора диаметра труб линейных участков газораспределительной сети, основанный на последовательном использовании оптимизационных задач нелинейного и булева программирования. В работе [71] предложена оптимизационная модель, описывающая процесс принятия тактических решений поставщиками СПГ на международном спот-рынке: определяется, какое количество танкеров-газовозов нужно отправить по заявке покупателю (с учётом возможности перенаправления танкеров, предназначенных для удовлетворения других заявок), чтобы максимизировать прибыль. Особенностью модели, описанной в [73], является то, что при формировании материальных балансов она отдельно учитывает газ, извлекаемый из подземных хранилищ, газ, транспортируемый по трубопроводам и СПГ, однако потребность в СПГ отдельно не задаётся. В работе [74] решается задача определения оптимального количества танкеров и маршрутов морской транспортировки СПГ при заданном спросе на регазификационных терминалах в странах-импортёрах. В работе [75] описывается задача о минимизации затрат на расширение и функционирование ГСС Китая, в состав которой входят магистральные газопроводы, регазификационные терминалы по приемке СПГ в прибрежных регионах и подземные газохранилища.

Таким образом, основные тенденции в моделировании ГСС связаны с усложнением математической постановки задач и расширением области использования моделей. Имеются инструменты, позволяющие проводить сравнительный анализ способов транспортировки природного газа, однако оптимизационных моделей, в которых одновременно задается потребность и в сетевом газе, и в СПГ как энергоресурсе для использования в качестве моторного топлива и удалённых от МГ потребителей, в литературе найти не удалось.

1.3. Выводы

Исследование ГСС занимает важное место в методологии прогнозирования развития энергетики. ГСС страны рассматривается как часть ТЭК, взаимосвязанная

с другими энергетическими системами, и как часть межгосударственной ГСС. Исходя из этого, анализ перспектив развития ГСС проводится с использованием математических моделей, описывающих ТЭК в целом, и моделей ГСС различного пространственного представления.

К настоящему времени в российских и зарубежных институтах, занимающихся прогнозированием развития энергетики и её отраслей, сформировано множество математических моделей, которые используются для анализа широкого круга проблем, связанных с развитием и функционированием ГСС. Растёт количество моделей ГСС, не входящих в системы прогнозирования энергетики, ориентированных на решение специализированных задач и проведение отдельных тематических исследований, отличающихся повышенной сложностью с точки зрения математической постановки и вычислительных алгоритмов.

Модели ГСС, используемые для выполнения регулярных прогнозов, как правило, характеризуются высокой степенью агрегирования, что ограничивает область их применения. В то же время более детализированные обособленные модели ГСС обычно не включают механизм взаимосвязи с моделями других отраслевых систем энергетики и, как и модели в рамках систем прогнозирования, не предусматривают формирования отдельных материальных балансов для сетевого газа и СПГ для отражения возможности использования последнего в транспортном секторе и для автономной газификации.

Имеющийся в ИСЭМ СО РАН инструментарий для прогнозирования развития энергетики стран ВА [17; 18; 20–24] нуждается в расширении за счёт моделей, описывающих национальные ГСС. При этом важно учесть перспективы газификации отдалённых от МГ населённых пунктов на основе СПГ и потребность в данном энергоресурсе со стороны транспортного сектора.

Исходя из очерченного круга проблем, можно сделать следующие выводы относительно дальнейших исследований в области оценки перспективных направлений формирования ГСС:

- 1) научно-методический инструментарий исследования должен предусматривать взаимоувязку моделей ГСС различного уровня пространственной иерархии

между собой и с другими подсистемами ТЭК: при оценке рациональной доли газа в ТЭБ необходимо учитывать цены на данный вид топлива;

2) агрегатное состояние газа должно отражаться не только с точки зрения способа его транспортировки, но и учитывать наличие потребности в СПГ как моторном топливе и для автономной газификации. Данное обстоятельство предполагает необходимость постановки многопродуктовой задачи о развитии ГСС;

3) при оценке требуемой мощности объектов ГСС необходимо принимать во внимание свойство целочисленности.

ГЛАВА 2. Методический подход к исследованию перспективных направлений формирования системы газоснабжения с учётом СПГ-технологий

Методический подход к исследованию направлений формирования системы газоснабжения с учётом СПГ-технологий предполагает использование совокупности математических моделей, описывающих ГСС в целом (на различных уровнях пространственного представления) и её объекты, а также информационной базы для выполнения вычислений. Схема исследования, предопределяющая последовательность использования моделей, основывается на логических взаимосвязях между ними. Результатом моделирования является оптимальная структура ГСС (тип, месторасположение, мощность, график ввода в эксплуатацию объектов транспортировки (газопроводы и транспортировка СПГ различными видами транспорта) и преобразования (сжижения и регазификации) природного газа) и экономически обоснованные цены на газ, необходимые для уточнения прогноза его потребления.

2.1. Схема исследования перспектив развития газоснабжающих систем

Схема исследования перспектив развития ГСС основывается на использовании математических моделей и включает в себя следующие этапы (Рисунок 2.1):

1) прогнозирование потребления природного газа на уровне страны или её макрорегионов (выполняется на основе методологии, описанной в предыдущей главе данной работы);

2а) определение рациональной структуры межгосударственной ГСС с учётом перспективной потребности в газе, оценённой на этапе 1;

2б) прогнозирование потребления природного газа, но, в отличие от этапа 1, детализировано на уровне регионов страны;

2в) оценка дисконтированных затрат на строительство и эксплуатацию объектов ГСС;

3) определение рациональной структуры и этапности развития национальной ГСС с учётом объектов межгосударственной ГСС;

4) расчёт экономически обоснованных цен на газ и уточнение прогнозов его потребления на их основе.

Каждый этап исследования предполагает использование математических моделей (Рисунок 2.1), для оценки параметров которых необходима определённая информация (Таблица 2.1).



Рисунок 2.1 – Система моделей для исследования перспективных направлений развития ГСС

Для оценки перспективной структуры межгосударственной ГСС в ИСЭМ СО РАН применяется оптимизационная модель газотранспортной инфраструктуры в регионе BA GEAR (от англ. Gas Infrastructure in the East Asian region) [20; 21]. В этой модели представлены следующие элементы цепочки поставок газа: центры потребления; центры газодобычи и экспорта сетевого газа; центры производства СПГ для его дальнейшего экспорта морским транспортом; регазификационные терминалы.

Модель минимизирует суммарные затраты на добычу и транспортировку газа в определённом году в будущем, при этом должны учитываться инфраструктурные ограничения.

Таблица 2.1 – Информация, используемая в моделях для исследования перспективных направлений развития ГСС

Модель	Требуемая информация	Источники информации
Модели прогнозирования потребности в энергетических ресурсах	Численность населения; ВВП и его структура; энергопотребление и его структура; площадь жилых и коммерческих помещений; численность и структура автопарка; технические и технико-экономические характеристики энергетических технологий; цены на энергоресурсы.	Статистические отчеты и прогнозы национальных ведомств и международных организаций; документы стратегического планирования; научная литература; аналитические отчеты; данные компаний; результаты расчетов с использованием модели развития национальной ГСС и производственно-финансовых моделей её объектов.
Модель межгосударственной ГСС	Потребность в импорте газа; удельные затраты на сжижение, регазификацию, транспортировку газа по газопроводам и в форме СПГ морскими танкерами; потребление газа на СТН; пропускные способности существующих и перспективных межгосударственных газопроводов и мощности крупнотоннажных экспортно ориентированных заводов по производству СПГ, регазификационных терминалов; предельные объёмы годовой добычи газа на месторождениях.	Прогноз энергопотребления; документы стратегического планирования; аналитические отчеты; данные компаний; открытые интернет-источники.
Модель развития национальной ГСС	Потребность в СПГ и сетевом газе; потребление газа на СТН; предельные объёмы импорта и добычи газа; цены на импортируемый газ и отпускные цены на газ, добываемый внутри страны; дисконтированные затраты на строительство и эксплуатацию объектов ГСС.	Прогноз энергопотребления; результаты расчетов с использованием производственно-финансовых моделей объектов ГСС; схемы газоснабжения; документы стратегического планирования.
Производственно-финансовые модели объектов ГСС	Капитальные вложения в строительство объектов ГСС и текущие затраты, связанные с их эксплуатацией; макроэкономические показатели; налоговое окружение; объёмы сжижения, регазификации, транспортировки газа по трубопроводам, в форме СПГ тягачами с криогенными цистернами.	Статистические отчеты; нормативно-правовая документация; проектная документация; научная литература; аналитические отчеты; данные компаний; открытые интернет-источники; результаты расчетов с использованием модели развития национальной ГСС.

При необходимости модель дополняется ограничениями, связанными с целями импортёров по диверсификации структуры импорта, а также с механизмами

ценообразования в регионе ВА. По результатам моделирования даются оценки стоимости газа в центрах потребления, объёмов добычи, сжижения, регазификации и транспортировки трубопроводного газа и СПГ. Определяется конкурентоспособность экспортёров газа.

Основными ограничениями модели GEAR являются невозможность определения этапности формирования ГСС и агрегирование потребности в газе на уровне страны лишь в одном или нескольких узлах. Кроме того, как и модели, описанные в параграфе 1.2, эта модель не учитывает потребность в СПГ для автономной газификации и использования в качестве моторного топлива.

В связи с этим в данной работе предлагается отдельная модель для анализа перспективных направлений формирования ГСС (в рамках схемы на Рисунке 2.1 она представлена как модель национальной ГСС, но может использоваться и на другом пространственном уровне), математически представленная в виде задачи смешанного целочисленного линейного программирования (СЦЛП).

Учёт целочисленности имеет важное значение для трубопроводной системы, так как эксплуатационные затраты на транспорт газа могут варьироваться в широком диапазоне в зависимости от диаметра газопровода. При этом диаметры газопроводов стандартизированы, а строительство новой линии (увеличение пропускной способности) сопряжено со значительными капиталовложениями. С другой стороны, недоиспользование пропускной способности приводит к избыточным затратам на строительство и эксплуатацию.

Стоимостные параметры, учитываемые данной моделью развития ГСС, оцениваются в имитационных производственно-финансовых моделях её объектов.

Отличительной чертой модели развития ГСС является разделение потребности в газе на потребность в сетевом газе и СПГ. Необходимость в таком подходе в первую очередь связана с коммерциализацией технологий мало- и среднетоннажного производства СПГ, на основе которых возможно газифицировать удаленные от МГ населённые пункты, а также отдельные сегменты транспортного сектора (грузовые автомобили, общественный транспорт, техника специального назначения, бункеровка судов, железнодорожный транспорт) [76].

Завершающим этапом моделирования является расчёт экономически обоснованных цен на газ (то есть цен, при которых проекты по строительству объектов ГСС экономически эффективны) в центрах, где агрегируется потребность в нем (как правило совпадают с центрами административно-территориальных образований). Такие вычисления основываются на взаимосвязи между моделью развития национальной ГСС и производственно-финансовыми моделями её объектов. Взаимосвязь обеспечивается принципиальными особенностями математической постановки задачи о развитии ГСС: коэффициентами при целевой функции являются показатели, задаваемые не на единицу объёма транспортируемого, сжижаемого или газифицируемого газа, а на один объект ГСС определённой мощности (пропускной способности). В результате модель развития национальной ГСС одновременно определяет и объёмы импорта, сжижения, регазификации и транспортировки газа, и количество газопроводов и их пропускную способность, количество заводов по сжижению, СПХР и их мощность, количество тягачей для транспортировки СПГ.

При оценке дисконтированных затрат на строительство и эксплуатацию объектов ГСС в производственно-финансовых моделях определяется объём выручки, необходимый для достижения окупаемости соответствующего проекта в заданный срок (в текущей версии модели принят равным 16 годам с момента ввода объекта в эксплуатацию). В результате решения оптимизационной задачи о развитии национальной ГСС определяются объёмы транспортировки сетевого газа и СПГ, а также объёмы сжижения и регазификации в динамике. Далее, на основе этих объёмов и требуемой выручки рассчитываются коэффициенты загрузки газопроводов (с учётом предположения о технической готовности потребителей к приёму газа) и производственных мощностей заводов по сжижению и СПХР, а также экономически обоснованные тарифы на услуги по транспортировке, сжижению и регазификации и цены на газ.

В последующих исследованиях (этап 4 на Рисунке 2.1) экономически обоснованные цены на газ могут использоваться для анализа межтопливной конкуренции и корректировки прогноза газопотребления. После этого при необходимости цикл исследования (прогнозирование энергопотребления, оптимизация структуры

межгосударственной и национальной ГСС, расчёт экономически обоснованных цен на газ) повторяется.

2.2. Математические модели для исследования направлений развития газоснабжающих систем

2.2.1. Модель межгосударственной системы газоснабжения

Для моделирования межгосударственной системы газоснабжения в Международном исследовательском центре «Энергетическая инфраструктура в Азии» ИСЭМ СО РАН используется модель GEAR, упомянутая в предыдущем параграфе. Эта модель предусматривает возможность транспортировки природного газа по трубопроводам или в форме СПГ морским или железнодорожным транспортом. При этом СПГ рассматривается не как конечный продукт, а как промежуточный энергоноситель, и отражение транспортировки СПГ и сетевого газа в модели различается только с точки зрения затрат: в случае СПГ они должны включать затраты на сжижение и регазификацию. Потребность в природном газе и его добыча, производство и регазификация СПГ агрегируются в узлах.

Математически модель представляет собой задачу линейного программирования.

Найти:

$$f(x, z) = \sum_{i \in I} c_i x_i + \sum_{j \in I} \sum_{i \in I} s_{ij} z_{ij} \rightarrow \min, \quad (1)$$

при ограничениях:

$$x_i + \sum_{j \in I} a_{ji} z_{ji} - \sum_{j \in I} z_{ij} \geq d_i \quad \forall i \in I, \quad (2)$$

$$0 \leq x_i \leq e_i \quad \forall i \in I, \quad (3)$$

$$0 \leq z_{ij} \leq r_{ij} \quad \forall i, j \in I, \quad (4)$$

где $I = \{1 \dots \hat{I}\}$ – множество узлов;

x_i – объём добычи газа в узле $i \in I$;

z_{ij} – объём транспортировки газа из узла $i \in I$ в узел $j \in I$;

c_i – удельные затраты на добычу газа в узле $i \in I$;

s_{ij} – удельные затраты на транспортировку (в том числе сжижение и регазификацию для СПГ) газа из узла $i \in I$ в узел $j \in I$;

d_i – потребность в импорте газа в узле $i \in I$;

a_{ji} – коэффициент, учитывающий потребление газа на СТН при транспортировке из узла $j \in I$ в узел $i \in I$, $0 < a_{ji} \leq 1$ (при отсутствии потребления газа на СТН $a_{ji} = 1$);

e_i – предельный объём добычи газа в узле $i \in I$;

r_{ij} – предельный объём транспортировки газа из узла $i \in I$ в узел $j \in I$.

Эта же модель, представленная в виде двойственной задачи, имеет следующий вид.

Найти:

$$g(\lambda) = \sum_{i \in I} \lambda_i^H d_i - \sum_{i \in I} \lambda_i^H e_i - \sum_{i,j \in I} \lambda_{ij}^T r_{ij} \rightarrow \max, \quad (5)$$

при ограничениях:

$$\lambda_i^H \geq \lambda_i^H - c_i \quad \forall i \in I, \quad (6)$$

$$\lambda_{ij}^T \geq a_{ij} \lambda_j^H - \lambda_i^H - s_{ij} \quad \forall i, j \in I, \quad (7)$$

$$\lambda_i^H, \lambda_i^H, \lambda_{ij}^T \geq 0 \quad \forall i, j \in I, \quad (8)$$

где λ_i^H – узловая цена на газ (оценка его стоимости) в $i \in I$;

λ_i^H – рента (дополнительный доход) производителя газа в узле $i \in I$, возникает вследствие благоприятных природных и технологических условий добычи газа и/или логистики поставок (при более низких затратах на транспортировку, например, за счёт сравнительной близости производителя к центру потребления);

λ_{ij}^T – транспортная рента на маршруте от $i \in I$ до $j \in I$, может быть интерпретирована как надбавка к затратам на транспорт газа, которая необходима, чтобы дать стимул к расширению пропускной способности данного маршрута.

Двойственные оценки λ_i^H характеризуют ценность газа как ограниченного ресурса, а оценки λ_{ij}^T – степень востребованности маршрута его поставок. Если задача (1)–(4) имеет решение, то согласно первой теореме двойственности, и задача (5)–(8) также имеет решение, а значение целевых функций на оптимальных планах равны $f(x, z) = g(\lambda)$. То есть при оптимальном плане добычи и транспортировки газа

его стоимость у потребителей ($\sum_{i \in I} \lambda_i^H d_i$) представляет собой сумму соответствующих затрат ($\sum_{i \in I} c_i x_i + \sum_{j \in I} \sum_{i \in I} s_{ij} z_{ij}$) и рентных доходов ($\sum_{i \in I} \lambda_i^H e_i + \sum_{i, j \in I} \lambda_{ij}^T r_{ij}$). При этом для того чтобы был стимул к расширению производственных мощностей, рента производителя λ_i^H не может быть сокращена до уровня ниже, чем разность цены на газ λ_i^H и удельных затрат на его добычу c_i (6), а транспортная рента λ_{ij}^T – до уровня ниже разницы в ценах на газ в j и i (с учётом потребления газа на СТН) за вычетом затрат на транспортировку s_{ij} (7). Таким образом, двойственная задача позволяет определить структуру стоимости газа в центрах потребления, включающую в себя затраты на его добычу и транспортировку и ренту собственников объектов ГСС.

Затраты на транспортировку сетевого газа представляют собой произведение длины газопровода и тарифа на услуги по транспортировке по данному газопроводу. Затраты на транспортировку СПГ морским транспортом рассчитываются исходя из длины пути от завода по сжижению до регазификационного терминала в стране-импортёре, стоимости фрахта; для отдельных маршрутов также учитывается плата за проход по Панамскому каналу.

Потребность в импорте газа задаётся на основе прогнозных ТЭБ.

Перечень ограничений прямой и двойственной задачи в зависимости от целей исследования может быть дополнен за счёт учёта действующих долгосрочных контрактов на поставку газа, целей в области диверсификации структуры импорта и механизма ценообразования на международном газовом рынке.

Результатом моделирования являются объёмы производства и транспортировки природного газа по каждому маршруту, оценки стоимости газа в узлах (узловые цены). По итогам анализа полученного решения определяется структура импорта газа, выявляются наиболее конкурентоспособные маршруты поставок и проекты по развитию межгосударственной ГСС.

На Рисунке 2.2 представлена схема межгосударственной ГСС СВА: обозначены узлы и связи между ними (с учётом перспективно возможных объектов), отражаемые в задаче (1)–(8). Для Японии и стран Корейского полуострова выделено

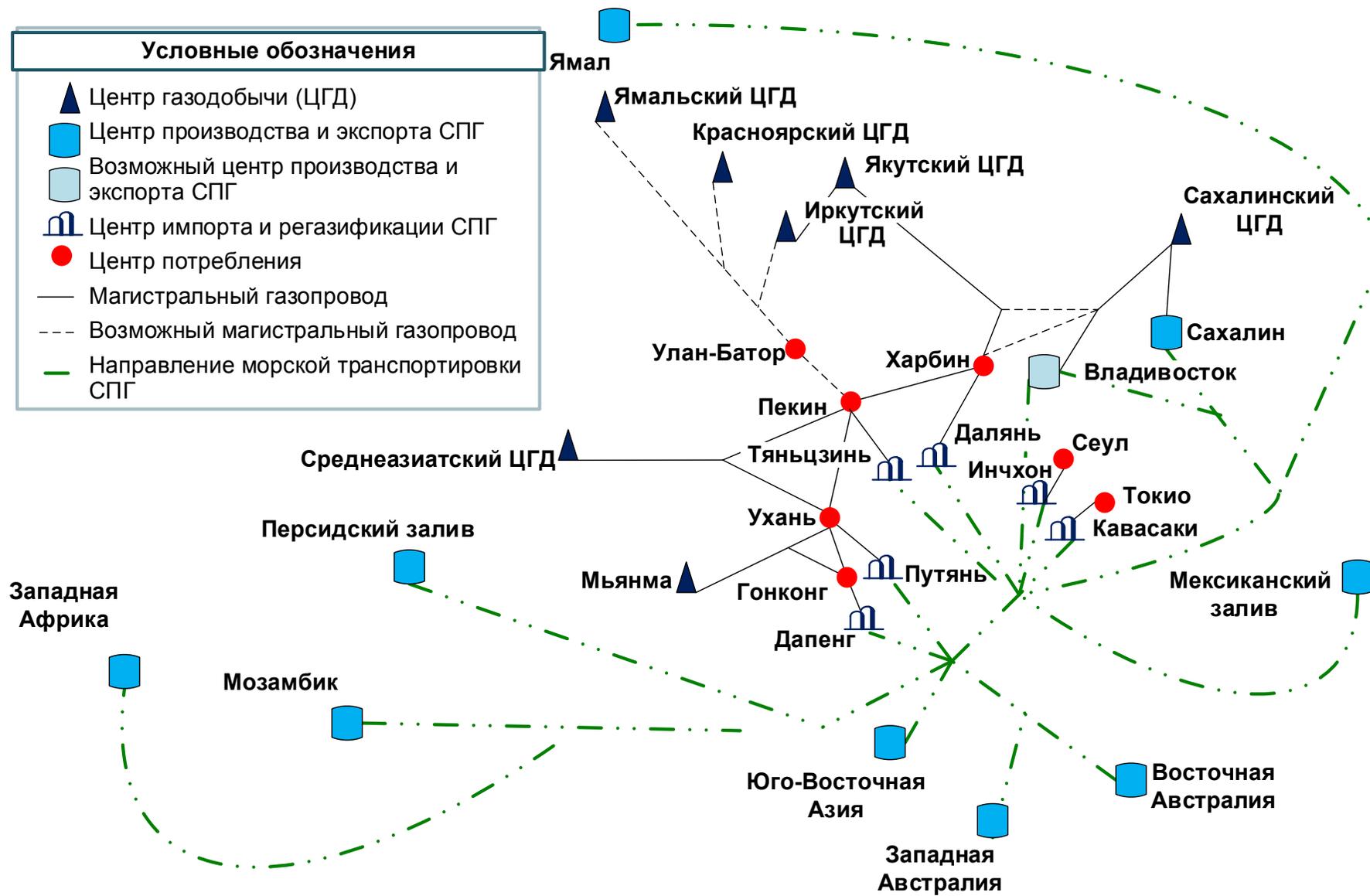
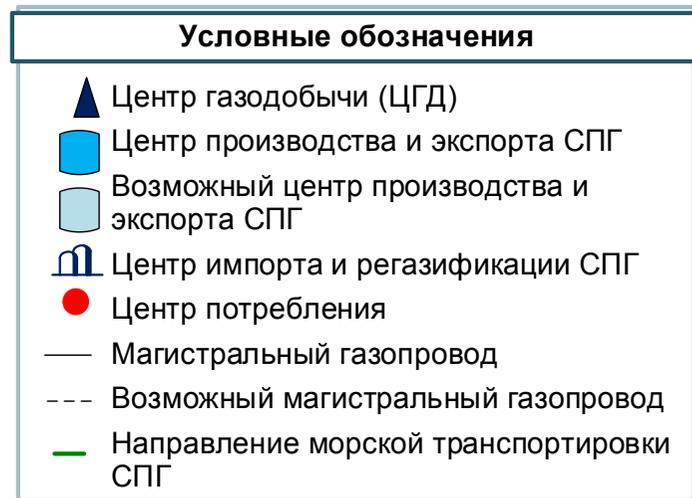


Рисунок 2.2 – Схема перспективной межгосударственной ГСС СВА

по одному центру потребления, а для Китая, с целью учёта особенностей экономико-географического положения его регионов, их предусмотрено четыре. Такой подход позволяет определить зоны конкурентоспособности трубопроводного газа, импортируемого из континентальных районов Евразии, и регазифицируемого в прибрежных провинциях Китая СПГ.

2.2.2. Модель развития национальной системы газоснабжения

Математическая модель развития национальной ГСС описана в виде задачи СЦЛП, которая заключается в минимизации кумулятивных дисконтированных затрат на создание и функционирование ГСС и импорт сетевого газа и СПГ. При этом структура ГСС должна обеспечивать возможность удовлетворения заданной потребности в газе. Оптимальным планом задачи определяются количество объектов ГСС и их мощность, расположение, график ввода в эксплуатацию, объёмы импорта, транспортировки, сжижения и регазификации природного газа.

В модели рассматриваются следующие типы объектов ГСС: МГ, тягачи с криогенными цистернами для перевозки СПГ, заводы по сжижению газа, СПХР.

Хранение газа отражено косвенно: в затратах на строительство и эксплуатацию заводов по сжижению учтены резервуары для СПГ. Предполагается, что СПГ может храниться у потребителя в цистернах, используемых для его перевозки.

В рамках схемы исследования на Рисунке 2.1 описываемая в настоящем параграфе модель применяется для исследования перспектив развития национальной ГСС, однако она также может быть использована и на другом пространственном уровне.

Пространственно-временное представление

Потребность в газе в модели задается по зонам (как правило, зоны совпадают с административно-территориальными единицами). Центры зон (обычно наиболее крупные населённые пункты) могут выступать в качестве источников газа (центров импорта сетевого газа или СПГ, центров газодобычи), мест размещения заводов по

производству СПГ или СПХР. Между центрами зон могут быть построены газопроводы и/или возможна транспортировка СПГ тягачами в криогенных цистернах.

Возможные направления потоков газа, описываемые в модели, проиллюстрированы на Рисунке 2.3. Пунктирные линии обозначают связи между зонами. Часть добываемого, импортируемого или поставляемого из других зон сетевого газа может быть направлена на сжижение, часть – на внутреннее потребление в зоне и экспорт за пределы моделируемой ГСС, а часть – в другие зоны. При необходимости сетевой газ может быть получен путем регазификации СПГ. Аналогично импортируемый или ввозимый СПГ может быть перенаправлен в другие зоны, регазифицирован, использован для автономной газификации и в транспортном секторе внутри зоны или экспортирован.

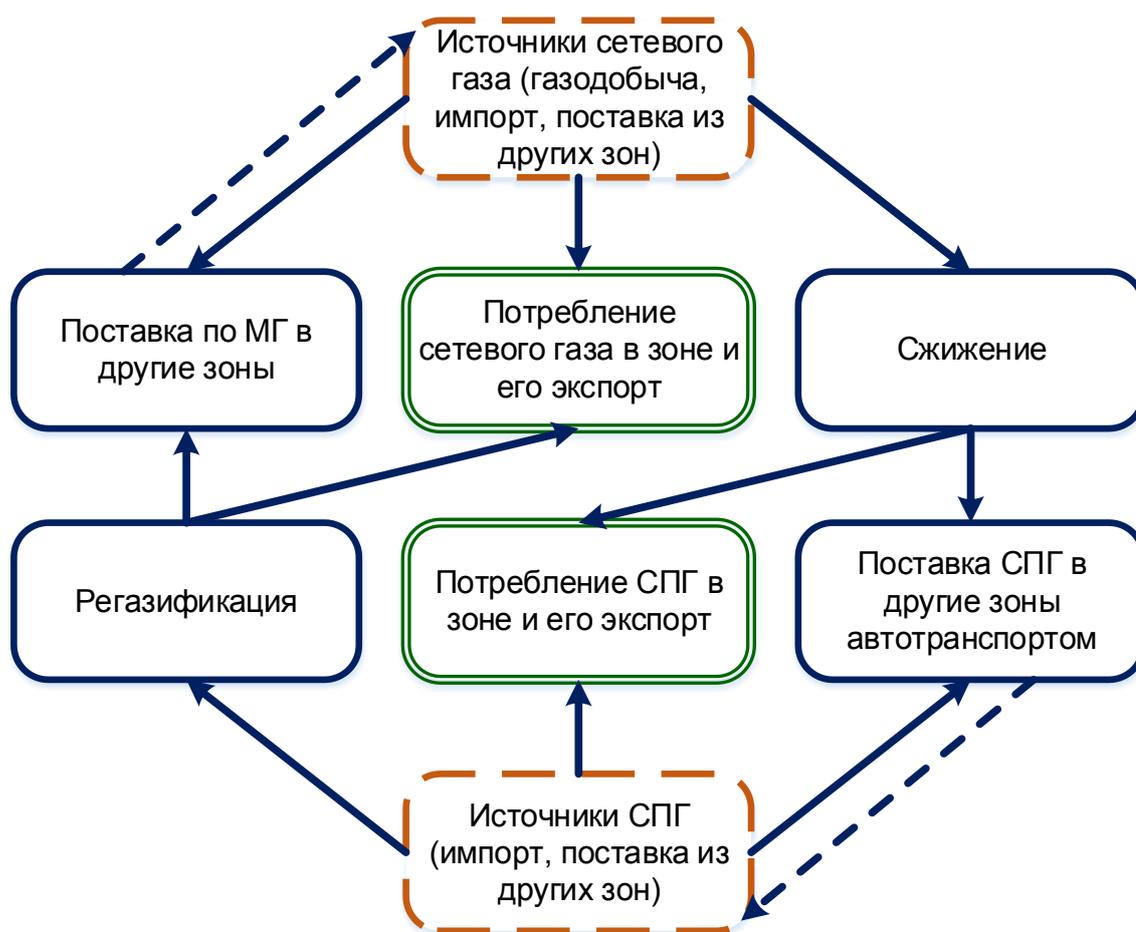


Рисунок 2.3 – Возможные направления потоков сетевого газа и СПГ в модели развития ГСС

Интервал моделирования разбит на периоды $y \in Y = \{1, 2 \dots y_{max}\}$, где y_{max} – количество периодов моделирования. Продолжительность каждого периода y составляет f лет. Ввод и/или вывод объекта ГСС из эксплуатации может осуществляться *только* в начале последнего года каждого периода моделирования (Рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Интервал моделирования

Декомпозиция потребности в природном газе на сетевой газ и СПГ

Природный газ может транспортироваться по трубопроводам или в форме СПГ тягачами между центрами зон, но поставки газа в рамках зоны не моделируются. Однако, разделяя потребность в сетевом газе и СПГ, при определении структуры ГСС модель учитывает наличие автономных потребителей. Таким образом, хотя затраты на распределение газа внутри зон не включены в целевую функцию, особенности распределения отражаются в модели.

Предполагается, что прокладка газопровода от центра зоны до небольших населённых пунктов (с численностью населения в несколько тысяч человек, характеризующихся отсутствием крупных промышленных потребителей) на значительные расстояния будет сопровождаться большими затратами, чем доставка СПГ тягачами.

Прогнозное потребление газа в зоне задаётся по следующим категориям потребителей: ТЭС, котельные, промышленность, здания (потребление газа населением и сферой услуг на цели приготовления пищи, отопления, горячего водоснабжения, кондиционирования), транспорт. Для каждого населённого пункта, расположенного в зоне, находится суммарная потребность в газе. Затем в зависимости от объёма перспективного потребления и расстояния между населённым пунктом и центром зоны его потребность в газе относится к потребности в центре зоны (если

строительство газопровода до этого населённого пункта экономически эффективнее, чем транспортировка природного газа в форме СПГ) или к потребности вне центра зоны (если доставка газа в форме СПГ эффективнее, чем строительство газопровода). Для определения сравнительной эффективности (по критерию минимизации затрат) транспортировки сетевого газа и СПГ в зависимости от объёма потребления и расстояния ориентиром могут служить оценки, представленные в работах [69; 77].

Метод декомпозиции потребности в газе на сетевой газ и СПГ заключается в следующем:

1) потребность со стороны частного автотранспорта и железнодорожного транспорта задается как потребность в СПГ, потребность со стороны общественного транспорта в центре зоны – как потребность в сетевом газе, вне центра – как потребность в СПГ; когда газификация общественного транспорта рассматривается только для центров зон, вся потребность в газе на эти цели относится к сетевому газу;

2) потребность со стороны ТЭС, промышленности, зданий и котельных в центре зоны формирует потребность в сетевом газе, а вне центра – в СПГ.

Крупные промышленные предприятия, как правило, расположены в центре зоны, и всё прогнозируемое газопотребление промышленных отраслей относится на потребность в сетевом газе.

При наличии уточненной информации прогнозная потребность в сетевом газе и СПГ может быть скорректирована.

Целевая функция

Целевая функция модели представляет собой накопленные за интервал моделирования дисконтированные затраты на развитие и функционирование ГСС, а также импорт и/или покупку у добывающей компании природного газа.

Дисконтирование затрат к началу интервала моделирования производится в рамках производственно-финансовых моделей. Производственно-финансовые модели учитывают заданные сроки строительства, и в них предполагается, что объём

екты ГСС будут готовы к использованию к началу последнего года периода моделирования y (Рисунок 2.4). Дисконтированные затраты на создание и функционирование ГСС делятся на капитальные вложения и текущие затраты. Капитальные вложения представляет собой затраты до ввода объекта в эксплуатацию (проектирование и экспертиза, строительные материалы, технологическое оборудование, строительно-монтажные и пуско-наладочные работы) и затраты на замену оборудования, если срок его полезного использования меньше срока жизни проекта. Текущие затраты не включают потребление газа на СТН, поскольку эта составляющая затрат отражается в материальных балансах.

Задача заключается в нахождении минимума целевой функции:

$$\sum_y (P(y) + V(y) + R(y) + L(y) + G(y)) \rightarrow \min, \quad (9)$$

где $P(y)$, $V(y)$, $R(y)$, $L(y)$ и $G(y)$ – дисконтированные затраты на транспортировку природного газа по трубопроводам, перевозку СПГ тягачами в криогенных цистернах, регазификацию, производство СПГ и на импорт и/или покупку газа у добывающей компании в течение периода $y \in Y = \{1, 2, \dots, y_{max}\}$ соответственно.

Дисконтированные затраты включают в себя капитальные вложения до и после ввода объекта ГСС в эксплуатацию и текущие затраты:

$$P(y) = \sum_{cij} (IC_{cij}^p NC_{cij}^p + \sum_{n|n < y} MI_{cijyn}^p NC_{cijn}^p + \sum_{n|n < y} O_{cijyn}^p NC_{cijn}^p) \forall y \in Y, \quad (10)$$

$$V(y) = \sum_{eij} (IC_{ey}^v NC_{eijy}^v + \sum_{n|n < y} MI_{eyn}^v NC_{eijn}^v + \sum_{n|n < y} O_{eijyn}^v NC_{eijn}^v) \forall y \in Y, \quad (11)$$

$$R(y) = \sum_{ai} (IC_{aiy}^r NC_{aiy}^r + \sum_{n|n < y} MI_{aiyn}^r NC_{ain}^r + \sum_{n|n < y} O_{aiyn}^r NC_{ain}^r) \forall y \in Y, \quad (12)$$

$$L(y) = \sum_{bi} (IC_{biy}^l NC_{biy}^l + \sum_{n|n < y} MI_{biyn}^l NC_{bin}^l + \sum_{n|n < y} O_{biyn}^l NC_{bin}^l) \forall y \in Y, \quad (13)$$

где $i, j \in I = \{1, \dots, I_{max}\}$ – множество центров зон;

$c \in C = \{c_1, \dots, c_{max}\}$ – множество диаметров МГ;

$e \in E = \{1, \dots, E_{max}\}$ – множество типов цистерн для транспортировки СПГ;

$a \in A = \{1, \dots, A_{max}\}$ – множество типов СПХР;

$b \in B = \{1, \dots, B_{max}\}$ – множество типов заводов по производству СПГ;

$IC_{cij}^p, IC_{ey}^v, IC_{biy}^l, IC_{aiy}^r$ – сумма дисконтированных капитальных и текущих

затрат в течение периода ввода в эксплуатацию $y \in Y$, связанных с газопроводом

диаметром $c \in C$ от центра зоны $i \in I$ до центра зоны $j \in I$, тягачом для перевозки СПГ в цистерне объёмом типа $e \in E$, заводом по производству СПГ типа $b \in B$ в зоне i и СПХР типа $a \in A$ в зоне i соответственно;

$NC_{cijy}^p, NC_{eijy}^v, NC_{biy}^l, NC_{aiy}^r$ – количество участков трубопроводов от i до j , тягачей, доставляющих СПГ от i до j , заводов по сжижению и СПХР в центре зоны i , построенных и введённых в эксплуатацию в период $y \in Y$ соответственно;

$MI_{cijyn}^p, MI_{eijn}^v, MI_{biyn}^l, MI_{aiyn}^r$ – капитальные вложения в периоде $y \in Y$, обусловленные истечением срока полезного использования части оборудования для трубопроводного транспорта природного газа, автотранспорта СПГ, заводов СПГ и СПХР соответственно, введённого в эксплуатацию в предыдущие периоды $n \in Y \mid n < y$;

$NC_{cijn}^p, NC_{eijn}^v, NC_{bin}^l, NC_{ain}^r$ – количество участков трубопроводов, тягачей, обеспечивающих транспортировку газа от зоны i до зоны j , заводов по производству СПГ и СПХР в центре зоны i , построенных и введённых в эксплуатацию в период $n \in Y \mid n < y$, соответственно;

$O_{cijyn}^p, O_{eijn}^v, O_{biyn}^l, O_{aiyn}^r$ – текущие затраты в периоде $y \in Y$, связанные с газопроводом диаметром $c \in C$ от i до j , тягачом для перевозки СПГ от i до j в цистерне объёмом типа $e \in E$, заводом по производству СПГ типа $b \in B$ и СПХР типа $a \in A$ в зоне i соответственно, которые введены в эксплуатацию в предыдущие периоды $n \in Y \mid n < y$.

Существует возможность строительства нескольких объектов ГСС в разных местах либо одного объекта большей мощности. При моделировании выбор осуществляется на основе прогнозной потребности в газе в динамике и кумулятивных затрат. Объекты большей производительности характеризуются меньшими удельными затратами. Однако, чем выше ставка дисконтирования, тем большую привлекательность с точки зрения инвестора приобретает возможность строительства нескольких аналогичных объектов меньшей мощности в разные периоды моделирования.

Затраты на импорт и/или покупку природного газа у добывающей компании $G(y)$ в течение периода $y \in Y$ находятся как произведение цены на него и объёма поставок. Предполагается (как показано на Рисунке 2.4), что в начале последнего года периода y новые объекты ГСС могут быть введены в эксплуатацию. В этом же году изменятся годовые объёмы потребления газа и, соответственно, объёмы импорта или покупки у добывающей компании. В течение первых $f-1$ лет периода y объёмы поставляемого газа будут соответствовать объёмам последнего года предыдущего периода $y-1$:

$$G(y) = \sum_i \left(PR_{iy}^{pipe} \left((f-1)IM_{i,y-1}^{pipe} + IM_{iy}^{pipe} \right) + PR_{iy}^{LNG} \left((f-1)IM_{i,y-1}^{LNG} + IM_{iy}^{LNG} \right) \right) \forall y \in Y, \quad (14)$$

где IM_{iy}^{pipe} и IM_{iy}^{LNG} – объёмы импорта трубопроводного газа и СПГ в зоне i в течение последнего года периода $y \in Y$ соответственно;

PR_{iy}^{pipe} и PR_{iy}^{LNG} – цена на импортируемый (покупаемый у добывающей компании) сетевой газ и импортируемый СПГ в зоне $i \in I$ в периоде $y \in Y$ соответственно.

Согласно математической постановке задачи, объём потребления газа в течение периода, составляющего f лет, остаётся неизменным. Это связано с тем, что строительство объектов ГСС занимает определённое время. Кроме того, такое допущение упрощает вычисления и уменьшает время, требуемое для сбора и анализа информации, которая нужна для оценки параметров модели.

Ограничения

Материальные балансы. Потребность в газе в зоне удовлетворяется за счёт суммы его чистого притока из других зон и чистого притока от его преобразования (производство СПГ и регазификация). Отдельные материальные балансы составляются для сетевого газа (15) и СПГ (16):

$$\sum_j \phi_{ji} T_{jy}^{pipe} - \sum_j T_{iy}^{pipe} + \rho REG_{iy} - LIQ_{iy} + IM_{iy}^{pipe} \geq D_{iy}^{pipe} \forall i \in I, y \in Y, \quad (15)$$

$$\sum_{ej} \psi_{ej} T_{ejy}^{LNG} - \sum_{ej} T_{ejy}^{LNG} + \chi LIQ_{iy} - REG_{iy} + IM_{iy}^{LNG} \geq D_{iy}^{LNG} \forall i \in I, y \in Y, \quad (16)$$

где ρ и χ – коэффициенты, отражающие потребление газа на СТН при регазификации СПГ и сжижении соответственно;

ϕ_{ji} и ψ_{ej} – коэффициенты, отражающие потребление газа на СТН соответственно при транспортировке газа по МГ и в форме СПГ тягачами с цистерной типа $e \in E$ в зону i из зоны j . Коэффициент ϕ_{ji} отражает расход топливного газа на компрессорных станциях (КС); коэффициент ψ_{ej} отражает предположение о том, что тягачи используют СПГ в качестве моторного топлива;

T_{ijy}^{pipe} и T_{jiy}^{pipe} – количество газа, транспортируемого по трубопроводам от центра зоны i до центра зоны j и соответственно наоборот в течение последнего года периода y и первых $f-1$ лет периода $y+1$ (Рисунок 2.4);

T_{eijy}^{LNG} и T_{ejiy}^{LNG} – объёмы СПГ, транспортируемого тягачами с типом цистерны $e \in E$ от i до j и соответственно наоборот в течение последнего года периода y и первых $f-1$ лет периода $y+1$;

REG_{iy} и LIQ_{iy} – объёмы регазификации и производства СПГ соответственно в центре зоны i в течение последнего года периода y и первых $f-1$ лет периода $y+1$;

D_{iy}^{pipe} и D_{iy}^{LNG} – потребность в сетевом газе и СПГ соответственно в зоне i в течение последнего года периода y и первых $f-1$ лет периода $y+1$.

Ограничения, связанные с предельной производительностью (пропускной способностью). Выражения (17)–(31) ограничивают объёмы транспортировки природного газа, сжижения и регазификации так, чтобы они не превышали мощность соответствующих объектов ГСС.

Предельный объем транспортировки газа по МГ от i до j :

$$T_{ijy}^{pipe} \leq \sum_c N_{cijy}^p CAP_c^p LINK_{ij} u_{ij} \quad \forall i, j \in I, y \in Y, \quad (17)$$

$$u_{ij} + u_{ji} \leq 1 \quad \forall i, j \in I, \quad (18)$$

где CAP_c^p – годовая пропускная способность трубопровода диаметром $c \in C$;

N_{cijy}^p – количество участков газопроводов от зоны i до j диаметром $c \in C$ на конец периода y ;

$LINK_{ij}$ – бинарный параметр, принимающий значение равное нулю, если зоны i и j не граничат друг с другом, и значение равное единице в противном случае.

Реверсивные поставки газа в модели не предусматриваются, что выражается через бинарные переменные u_{ij} , принимающие значение равное единице, если возможен поток газа от i до j , и нулевое значение в противном случае.

N_{cijy}^p зависит от количества участков газопроводов, построенных к концу предыдущего периода $N_{cij,y-1}^p$, количества участков газопроводов, введённых NC_{cijy}^p и выведенных $NC_{cij,y-s^p}^p$ из эксплуатации в текущем периоде y , где s^p – количество периодов моделирования y , составляющих срок полезного использования газопроводов:

$$N_{cijy}^p = N_{cij,y-1}^p + NC_{cijy}^p - NC_{cij,y-s^p}^p \quad \forall c \in C, i, j \in I, y \in Y | y > 1, \quad (19)$$

$$N_{cij,1}^p = NC_{cij,1}^p \quad \forall c \in C, i, j \in I. \quad (20)$$

Ограничение (20) показывает, что на начало интервала моделирования МГ отсутствуют. В случае, когда моделируется расширение ГСС, и часть объектов уже создана, то это можно учесть двумя способами:

- 1) изменить ограничения (19)–(20), отразив в них наличие существующих объектов ГСС и их вывод из эксплуатации;
- 2) уменьшить потребность в природном газе на объём, который можно обеспечить за счёт существующих объектов ГСС.

Предельно возможное количество СПГ, которое может быть перевезено тягачами за год:

$$T_{eijy}^{LNG} \leq N_{eijy}^v CAP_{eij}^v \quad \forall e \in E, i, j \in I, y \in Y, \quad (21)$$

где CAP_{eij}^v – максимальный годовой объём перевозки СПГ тягачом с типом цистерны $e \in E$ от зоны i до j . Если зоны i и j не граничат друг с другом, то CAP_{eij}^v равен нулю;

N_{eijy}^v – количество тягачей, транспортирующих СПГ от зоны i до j с типом цистерны e на конец периода y .

N_{eijy}^v зависит от количества тягачей, имевшихся на конец предыдущего периода $N_{eij,y-1}^v$, количества тягачей, введённых NC_{eijy}^v и выведенных $NC_{eij,y-s^v}^v$ из эксплуатации в текущем периоде y , где s^v – количество периодов моделирования, составляющих срок полезного использования криогенной цистерны:

$$N_{eijy}^v = N_{eij,y-1}^v + NC_{eijy}^v - NC_{eij,y-s^v}^v \quad \forall e \in E, i, j \in I, y \in Y | y > 1, \quad (22)$$

$$N_{eij,1}^v = NC_{eij,1}^v \quad \forall e \in E, i, j \in I. \quad (23)$$

Предельный объём производства СПГ:

$$LIQ_{iy} \leq \sum_b N_{biy}^l CAP_b^l \quad \forall i \in I, y \in Y, \quad (24)$$

где CAP_b^l – мощность завода по производству СПГ типа $b \in B$;

N_{biy}^l – количество заводов по производству СПГ в зоне i типа b на конец периода y .

N_{biy}^l зависит от количества заводов по производству СПГ на конец предыдущего периода $N_{bi,y-1}^l$, количества заводов, введённых NC_{biy}^l и выведенных $NC_{bi,y-s^l}^l$ из эксплуатации в текущем периоде y , где s^l – количество периодов моделирования, составляющих срок полезного использования завода по производству СПГ:

$$N_{biy}^l = N_{bi,y-1}^l + NC_{biy}^l - NC_{bi,y-s^l}^l \quad \forall b \in B, i \in I, y \in Y | y > 1, \quad (25)$$

$$N_{bi,1}^l = NC_{bi,1}^l \quad \forall b \in B, i \in I. \quad (26)$$

Предельный объём регазификации:

$$REG_{iy} \leq \sum_a N_{aiy}^r CAP_a^r \quad \forall i \in I, y \in Y, \quad (27)$$

где CAP_a^r – мощность СПХР типа $a \in A$;

N_{aiy}^r – количество СПХР в центре зоны i с типом мощности a на конец периода y .

N_{aiy}^r зависит от количества СПХР на конец предыдущего периода $N_{ai,y-1}^r$, количества СПХР, введённых NC_{aiy}^r и выведенных $NC_{aij,y-s^r}^r$ из эксплуатации в последнем году периода y , где s^r – количество периодов моделирования, составляющих срок полезного использования СПХР:

$$N_{aiy}^r = N_{ai,y-1}^r + NC_{aiy}^r - NC_{aij,y-s^r}^r \quad \forall a \in A, i \in I, y \in Y | y > 1, \quad (28)$$

$$N_{ai,1}^r = NC_{ai,1}^r \quad \forall a \in A, i \in I. \quad (29)$$

Предельный объём импорта:

$$IM_{iy}^{pipe} \leq \overline{IM_{iy}^{pipe}} \quad \forall i \in I, y \in Y, \quad (30)$$

$$IM_{iy}^{LNG} \leq \overline{IM_{iy}^{LNG}} \quad \forall i \in I, y \in Y, \quad (31)$$

где $\overline{IM_{iy}^{pipe}}$ и $\overline{IM_{iy}^{LNG}}$ – максимальный объём импорта (покупки у добывающей компании) трубопроводного газа и СПГ соответственно в зоне i в течение последнего года периода y .

Неотрицательность. Объёмы импорта, транспортировки, сжижения, регазификации газа и количество объектов ГСС не могут принимать отрицательное значение.

$$N_{aiy}^r, NC_{aiy}^r, N_{biy}^l, NC_{biy}^l, N_{cijy}^p, NC_{cijy}^p, N_{eijy}^v, NC_{eijy}^v, IM_{iy}^{pipe}, IM_{iy}^{LNG}, T_{ijy}^{pipe}, T_{eijy}^{LNG}, LIQ_{iy}, REG_{iy} \geq 0 \quad \forall a \in A, b \in B, c \in C, e \in E, i, j \in I, y \in Y. \quad (32)$$

Целочисленность. Количество объектов ГСС – это целое число.

$$N_{aiy}^r, NC_{aiy}^r, N_{biy}^l, NC_{biy}^l, N_{cijy}^p, NC_{cijy}^p, N_{eijy}^v, NC_{eijy}^v \in \mathbb{Z} \quad \forall a \in A, b \in B, c \in C, e \in E, i, j \in I, y \in Y. \quad (33)$$

Таким образом, модель развития ГСС математически представлена в виде задачи о нахождении минимума целевой функции (9) при ограничениях (10)–(33).

2.2.3. Производственно-финансовые модели объектов системы газоснабжения

Имитационные производственно-финансовые модели играют двоякую роль в исследовании направлений развития ГСС. Во-первых, они служат для расчёта финансово-экономических параметров, используемых в оптимизационной модели (9)–(33). Во-вторых, при помощи этих моделей рассчитывается экономически обоснованный уровень тарифов на услуги по транспортировке, сжижению и регазификации, а также цены на газ в центрах потребления. Под экономически обоснованным уровнем тарифа в контексте данной работы понимается его минимальное значение, при котором выручка позволит проекту достичь окупаемости в заданный

период, при объёмах транспортировки, сжижения или регазификации, соответствующих оптимальному плану задачи (9)–(33). В дальнейших исследованиях полученные таким образом оценки могут быть использованы для анализа межтопливной конкуренции и для уточнения прогноза спроса на газ.

В производственно-финансовых моделях имеются следующие блоки:

- исходная информация и предположения (мощность объекта, состав основных средств, персонал и заработная плата, налоговая среда, ставка дисконтирования);
- основные средства (график строительства и динамика капитальных вложений, амортизация и балансовая стоимость);
- операционные расходы, в состав которых входят амортизация, расходы на оплату труда (кроме социальных взносов) и прочие операционные расходы;
- налоги и социальные взносы;
- финансовая отчетность (упрощённые бухгалтерский баланс, отчёт о движении денежных средств и отчёт о финансовых результатах);
- эффективность проекта (срок окупаемости, чистый приведённый эффект).

Показатели блока Основные средства рассчитываются укрупненно по трём группам: здание, основное производственное оборудование, прочее оборудование. Степень дальнейшей детализации в рамках этих трех групп определяется характером исходной информации. Для магистральных газопроводов в состав основного производственного оборудования входят линейная часть МГ и оборудование КС; для транспортировки СПГ – криогенные цистерны и тягачи; для СПХР – атмосферные испарители, оборудование газорегуляторного пункта; для заводов по производству СПГ – установки по сжижению газа, криогенные резервуары.

Капитальные вложения до ввода в эксплуатацию – это расходы на строительство новых объектов. Капитальные вложения, связанные с заменой оборудования, – это расходы на замену оборудования с истекшим сроком полезного использования.

Динамика капитальных вложений определяется графиком строительства. Срок строительства МГ, заводов по сжижению и СПХР составляет в модели 1–3

года, при этом прочее оборудование в составе данных объектов вводится в течение одного года. Ориентиром служат сроки строительства уже реализованных аналогичных проектов. График строительства составляется исходя из условия, что ввод объектов ГСС в эксплуатацию может происходить в начале последнего года каждого периода моделирования у оптимизационной задачи (9)–(33), Рисунок 2.4.

Балансовая стоимость основных средств определяется на начало и на конец года как капитальные вложения (без НДС) за вычетом накопленной амортизации по группам. Амортизация в модели рассчитывается линейным методом путем умножения нормы амортизации на стоимость основных средств. Норма амортизации определяется по формуле:

$$\text{Норма амортизации} = \frac{1}{\text{Срок полезного использования (в годах)}}. \quad (34)$$

В случае, когда балансовая стоимость основных средств в конце года принимает нулевое значение, то к началу следующего года предусматривается ввод в эксплуатацию нового аналогичного оборудования, что учитывается в динамике капитальных вложений.

Итоговые показатели отражаются в упрощённых финансовых отчётах, являющихся частью производственно-финансовой модели: балансовая (остаточная) стоимость – в Бухгалтерском балансе, амортизация – в Отчёте о финансовых результатах, капитальные вложения – в Отчёте о движении денежных средств.

Далее суммируются операционные расходы: амортизация, расходы на оплату труда и прочие операционные расходы. Расходы на оплату труда определяются как произведение средней заработной платы и численности персонала. Средняя заработная плата берётся на основании данных государственной статистики, дополнительно может быть задан темп роста реальной заработной платы. Затраты на топливный газ и энергетические потери не включаются в операционные затраты, поскольку они учитываются через коэффициенты потребления газа на СТН при решении задачи о развитии ГСС (9)–(33).

Взносы на социальное страхование здесь также не включаются в операционные затраты, они учитываются через Общую ставку по налогам и социальным взно-

сам, устанавливаемую в процентах от Коммерческой прибыли. Термины Коммерческая прибыль и Налоги и социальные взносы в данной работе используются в контексте методики, разработанной Всемирным банком и компанией PwC для проведения исследования «Ведение бизнеса» [78]. Коммерческая прибыль эквивалентна чистой прибыли до уплаты всех налогов и социальных взносов. Она отличается от прибыли до налогообложения, представляемой в финансовой отчетности: при расчёте прибыли до налогообложения ряд налогов, выплачиваемых компанией, подлежит вычету, при расчёте Коммерческой прибыли эти налоги не вычитаются.

Общая ставка по налогам и социальным взносам отражает сумму налогов и обязательных отчислений, уплачиваемых компанией. Налоги, удерживаемые (например, налог на доход физических лиц) компанией и перечисляемые в налоговые органы (например, НДС), но не уплачиваемые ей за свой счёт, не учитываются. Такой подход позволяет отразить налоговое окружение, не вдаваясь в особенности законодательства, что упрощает вычисления. Это соответствует исследовательским целям, не подразумевающим необходимость построения детализированных финансово-экономических моделей, которые требуются при проведении предпроектных изысканий и при бизнес-планировании, а также точности и уровню агрегирования доступной исходной информации о затратах на строительство и эксплуатацию объектов ГСС. Таким образом, показатель Налоги и социальные взносы определяется как произведение Коммерческой прибыли и Общей ставки по налогам и социальным взносам, а Коммерческая прибыль – как выручка за вычетом амортизации, расходов на оплату труда и прочих операционных затрат.

Эффективность проекта по строительству объекта ГСС определяется показателем Чистый приведенный эффект (NPV от англ. Net Present Value), который рассчитывается как разность между дисконтированными кумулятивной выручкой и затратами. Предполагается, что затраты имеют место в начале года, а поступления от продаж – в конце года.

Схема расчёта основных показателей производственно-финансовых моделей, необходимых для вычисления коэффициентов при целевой функции задачи (9)–(33), выглядит следующим образом (этап 2в на Рисунке 2.1).

1. Текущие затраты в году t (кроме налогов и социальных взносов) O_t рассчитываются как сумма расходов на оплату труда и прочих операционных затрат:

$$O_t = 3\Pi_t \cdot 12 \cdot \text{Ч}_t + O_t^{\text{проч}}, \quad (35)$$

где $3\Pi_t$ – среднемесячная заработная плата персонала;

Ч_t – численность персонала;

$O_t^{\text{проч}}$ – прочие операционные затраты.

2. Налоги и социальные взносы в году t (H_t) рассчитываются по формуле:

$$H_t = \text{Ст}(B - A_t - O_t), \quad (36)$$

где Ст – общая ставка по налогам и социальным взносам;

A_t – амортизация в году t ;

B – объём приведённой годовой выручки, необходимый для достижения окупаемости проекта в заданный срок.

3. Приведённая выручка, удовлетворяющая требованию об окупаемости проекта в заданный срок (B), находится путем решения уравнения о достижении Чистым приведенным эффектом нулевого значения:

$$\sum_{t=\bar{t}}^T \frac{B}{(1+r)^t} = \sum_{t=\bar{t}}^T \frac{K_t + O_t + H_t}{(1+r)^{t-1}}, \quad (37)$$

где r – реальная ставка дисконтирования;

\bar{t} – номер года относительно начала интервала моделирования, в котором могут быть осуществлены первоначальные инвестиции в проект;

T – номер года относительно начала интервала моделирования, в котором должна быть достигнута окупаемость проекта;

K_t – капитальные вложения в году t .

Номера годов \bar{t} и T определяются следующим образом:

$$T = f(w^* + y - 1), \quad (38)$$

$$\bar{t} = f(y - 1) + 1, \quad (39)$$

где y – номер периода ввода в эксплуатацию объекта ГСС $y \in Y$;

w^* – количество периодов моделирования $y \in Y$ оптимизационной задачи (9)–(33), составляющих заданный срок окупаемости объекта ГСС, где надстрочный

индекс * заменяет индексы p, v, l, r для газопроводов, тягачей для перевозки СПГ, заводов по сжижению и СПХР соответственно.

Далее для каждого периода моделирования y суммируются дисконтированные капитальные вложения и текущие затраты за f лет, выступающие в качестве коэффициентов при целевой функции оптимизационной задачи (9)–(33).

2.3. Алгоритм расчёта экономически обоснованных цен на газ

В линейной постановке производственно-транспортной задачи об оптимальных направлениях поставок энергоресурса оценки его стоимости определяются на основе решения двойственной задачи (для обозначения этих оценок используются термины двойственные, теневые или узловые цены). В случае задачи СЦЛП использование метода двойственного анализа невозможно, и в этой связи в данной работе предлагается подход к определению экономически обоснованного уровня тарифов на услуги по транспортировке, сжижению и регазификации и цен на газ на основе логической взаимосвязи между оптимизационной моделью ГСС и имитационными моделями её объектов. В дальнейшем эти оценки могут быть использованы для анализа межтопливной конкуренции, уточнения прогнозного спроса на газ и формирования выводов о целесообразности создания ГСС.

Выручка объекта ГСС в году t представляет собой произведение объёма товаро-транспортной работы (ТТР), сжижения или регазификации природного газа в этом году и соответствующего тарифа. Для достижения окупаемости проекта необходимо, чтобы кумулятивная дисконтированная выручка была равна кумулятивным дисконтированным затратам (37), тогда справедливо равенство:

$$\sum_{t=\bar{t}}^T \frac{Vol_t \cdot Ц}{(1+r)^t} = \sum_{t=\bar{t}}^T \frac{K_t + O_t + H_t}{(1+r)^{t-1}} = \sum_{t=\bar{t}}^T \frac{B}{(1+r)^t}, \quad (40)$$

где Vol_t – объём ТТР, сжижения или регазификации в году t ;

$Ц$ – экономически обоснованный тариф на транспортировку, сжижение или регазификацию;

$\frac{1}{(1+r)^t}$ – дисконтирующий множитель.

Тогда экономически обоснованный тариф определяется как отношение кумулятивной дисконтированной выручки к сумме произведений объемов ТТР, сжижения или регазификации и дисконтирующего множителя за период, составляющий срок окупаемости объекта ГСС:

$$\Pi = \frac{\sum_{t=\bar{t}}^T \frac{B}{(1+r)^t}}{\sum_{t=\bar{t}}^T \frac{Vol_t}{(1+r)^t}}. \quad (41)$$

Более подробно вычисление экономически обоснованных тарифов и цен на газ в центрах зон можно представить в виде следующей процедуры.

1. Кумулятивная дисконтированная выручка, требуемая для достижения заданного срока окупаемости для каждого объекта ГСС, введённого в период моделирования y , находится путем решения уравнения (37). Далее этот показатель суммируется по объектам ГСС и по периодам ввода в эксплуатацию.

Кумулятивная дисконтированная выручка, необходимая для достижения окупаемости газопроводов от i до j (B_{ij}^p), рассчитывается следующим образом:

$$B_{ij}^p = \sum_{cy} \sum_{t=\bar{t}}^T \frac{B_{cijy}^p}{(1+r)^t} \overline{NC_{cijy}^p} \quad \forall i, j \in I, \quad (42)$$

где B_{cijy}^p – объём приведённой годовой выручки, необходимый для достижения окупаемости газопровода, построенного в период y , с диаметром c от i до j (находится путём решения уравнения (37)).

Здесь и далее верхняя черта над переменными означает то, что они входят в оптимальный план задачи (9)–(33).

Когда коэффициенты при целевой функции задачи (9)–(33) задаются одинаковыми вне зависимости от маршрута транспортировки СПГ тягачами (меняется предельно возможное количество СПГ, которое может перевезти один автомобиль от i до j с типом цистерны e за год $CA P_{eij}^v$), то и годовая выручка, требуемая для достижения окупаемости тягача с цистерной типа e , вводимого в эксплуатацию в период y (B_{ey}^v), одинакова для всех маршрутов. Тогда кумулятивная дисконтированная выручка, необходимая для достижения окупаемости тягачей, транспортирующих СПГ (B_{ij}^v), определяется по формуле:

$$B_{ij}^v = \sum_{ey} \sum_{t=\bar{t}}^T \frac{B_{ey}^v}{(1+r)^t} \overline{NC_{eiy}^v} \quad \forall i, j \in I. \quad (43)$$

Кумулятивная дисконтированная выручка, необходимая для достижения окупаемости заводов по сжижению в зоне i (B_i^l):

$$B_i^l = \sum_{by} \sum_{t=\bar{t}}^T \frac{B_{by}^l}{(1+r)^t} \overline{NC_{biy}^l} \quad \forall i \in I, \quad (44)$$

где B_{biy}^l – объём приведённой годовой выручки, необходимый для достижения окупаемости завода по сжижению типа b в зоне i , вводимого в эксплуатацию в период y (находится путём решения уравнения (37)).

Кумулятивная дисконтированная выручка, необходимая для достижения окупаемости СПХР в зоне i (B_i^r), рассчитывается следующим образом:

$$B_i^r = \sum_{ay} \sum_{t=\bar{t}}^T \frac{B_{ay}^r}{(1+r)^t} \overline{NC_{aiy}^r} \quad \forall i \in I, \quad (45)$$

где B_{aiy}^r – объём приведённой годовой выручки, необходимый для достижения окупаемости СПХР типа a в зоне i , вводимой в эксплуатацию в период y (находится путём решения уравнения (37)).

2. Рассчитывается сумма произведений объёмов ТТР, сжижения или регазификации с учётом потребления газа на СТН и дисконтирующего множителя за период, равный заданному сроку окупаемости объекта ГСС. Для объектов ГСС, срок окупаемости которых не выходит за рамки периода моделирования задачи (9)–(33), используются объёмы ТТР, сжижения и регазификации, входящие в её оптимальный план. В противном случае пролонгируются коэффициенты загрузки производственных мощностей объектов ГСС последнего периода моделирования задачи (9)–(33).

Пролонгируемые периоды моделирования обозначим как $\{y' \in Y' \subset \mathbb{N} \mid y_{\max} + 1 \leq y' \leq y_{\max} + w^* - 1\}$.

Элементы множества возможных периодов строительства объектов ГСС, которые в году t будут находиться в эксплуатации, но уже достигнут окупаемости, обозначим как $k_t \in Y$. Тогда должно выполняться неравенство:

$$1 + f(k_t + w^* - 1) \leq t < f(k_t + s^*). \quad (46)$$

Элементы множества возможных периодов строительства объектов ГСС, срок эксплуатации которых в году t в периоде y' не истечет, и которые к этому году не достигнут окупаемости, обозначим как $k'_t \in Y$. Тогда должно выполняться неравенство:

$$k'_t f \leq t < 1 + f(k'_t + w^* - 1). \quad (47)$$

Кумулятивный объём ТТР с учётом дисконтирования для газопроводов от i до j за период времени, необходимый для достижения их окупаемости Vol_{ij}^p , составит

$$\begin{aligned} Vol_{ij}^p = & \phi_{ij} L_{ij}^{pipe} \left(\sum_{y=1}^{y_{max}} \sum_{t=yf}^{f(y+1)-1} \frac{\max(0; \overline{T_{ijy}^{pipe}} - \sum_{ck_t} \overline{NC_{cij k_t}^p} CAP_c^p)}{(1+r)^t} + \right. \\ & + \frac{CF_{ij}^p \sum_{ck_{f(y_{max}+1)}} \overline{NC_{cij k_{f(y_{max}+1)}}^p} CAP_c^p}{(1+r)^{f(y_{max}+1)}} + \\ & \left. + \sum_{y'=y_{max}+2}^{y_{max}+w^p-1} \sum_{t=f(y'-1)+1}^{fy'} \frac{CF_{ij}^p \sum_{ck_t} \overline{NC_{cij k_t}^p} CAP_c^p}{(1+r)^t} \right) \forall i, j \in I, \quad (48) \end{aligned}$$

где L_{ij}^{pipe} – длина газопровода от i до j ;

CF_{ij}^p – коэффициент загрузки газопроводов от i до j в последнем году интервала моделирования:

$$CF_{ij}^p = \frac{\overline{T_{ijy_{max}}^{pipe}}}{\sum_c \overline{NC_{cij y_{max}}^p} CAP_c^p} \forall i, j \in I. \quad (49)$$

Первое слагаемое выражения в скобках представляют собой кумулятивный объём ТТР с учётом дисконтирования для интервала моделирования оптимизационной задачи, при этом для каждого периода y исключаются объёмы, которые могут быть транспортированы по газопроводам, уже достигшим окупаемости. Второе и третье слагаемое – это пролонгируемые объёмы ТТР.

Кумулятивный объём ТТР для перевозки СПГ с учётом дисконтирования Vol_{ij}^v :

$$\begin{aligned}
Vol_{ij}^v = & L_{ij}^{LNG} \left(\sum_{y=1}^{y_{max}} \sum_{t=y}^{f(y+1)-1} \frac{\max(0; \sum_e \psi_{eij} (\overline{T_{eij}^{LNG}} - \sum_{k_t} \overline{NC_{eijk_t}^v} CAP_{eij}^v))}{(1+r)^t} + \right. \\
& + \frac{CF_{ij}^v \sum_{ek'_f(y_{max}+1)} \overline{\psi_{eij} NC_{eijk'_f(y_{max}+1)}^v} CAP_{eij}^v}{(1+r)^{f(y_{max}+1)}} + \\
& \left. + \sum_{y'=y_{max}+2}^{y_{max}+w^v-1} \sum_{t=f(y'-1)+1}^{fy'} \frac{CF_{ij}^v \sum_{ek'_t} \overline{\psi_{eij} NC_{eijk'_t}^v} CAP_{eij}^v}{(1+r)^t} \right) \forall i, j \in I, \quad (50)
\end{aligned}$$

где L_{ij}^{LNG} – расстояние по автодороге между i и j ;

CF_{ij}^v – коэффициент использования тягачей, перевозящих СПГ, в последнем году интервала моделирования:

$$CF_{ij}^v = \frac{\overline{\sum_e T_{eij}^{LNG}}}{\sum_e \overline{N_{eij}^v} CAP_{eij}^v} \forall i, j \in I. \quad (51)$$

Кумулятивный объём сжижения в зоне i с учётом дисконтирования Vol_i^l :

$$\begin{aligned}
Vol_i^l = & \chi \left(\sum_{y=1}^{y_{max}} \sum_{t=y}^{f(y+1)-1} \frac{\max(0; \overline{LIQ_{iy}} - \sum_{bk_t} \overline{NC_{bikt}^l} CAP_b^l)}{(1+r)^t} + \right. \\
& + \frac{CF_i^l \sum_{bk'_f(y_{max}+1)} \overline{NC_{bik'_f(y_{max}+1)}^l} CAP_b^l}{(1+r)^{f(y_{max}+1)}} + \sum_{y'=y_{max}+2}^{y_{max}+w^l-1} \sum_{t=f(y'-1)+1}^{fy'} \frac{CF_i^l \sum_{bk'_t} \overline{NC_{bikt}^l} CAP_b^l}{(1+r)^t} \left. \right) \\
& \forall i \in I, \quad (52)
\end{aligned}$$

где CF_i^l – коэффициент загрузки производственных мощностей заводов по сжижению в зоне i в последнем году интервала моделирования:

$$CF_i^l = \frac{\overline{LIQ_{iy_{max}}}}{\sum_b \overline{N_{biy_{max}}^l} CAP_b^l} \forall i \in I. \quad (53)$$

Кумулятивный объём регазификации в зоне i с учётом дисконтирования Vol_i^r :

$$\begin{aligned}
Vol_i^r = & \rho \left(\sum_{y=1}^{y_{max}} \sum_{t=y}^{f(y+1)-1} \frac{\max(0; \overline{Reg_{iy}} - \sum_{ak_t} \overline{NC_{aik_t}^r} CAP_a^r)}{(1+r)^t} + \right. \\
& + \frac{CF_i^r \sum_{ak'_f(y_{max}+1)} \overline{NC_{aik'_f(y_{max}+1)}^r} CAP_a^r}{(1+r)^{f(y_{max}+1)}} + \\
& \left. + \sum_{y'=y_{max}+2}^{y_{max}+w^r-1} \sum_{t=f(y'-1)+1}^{fy'} \frac{CF_i^r \sum_{ak'_t} \overline{NC_{aik_t}^r} CAP_a^r}{(1+r)^t} \right) \forall i \in I, \quad (54)
\end{aligned}$$

где CF_i^r – коэффициент загрузки производственных мощностей СПХР в зоне i в последнем году интервала моделирования:

$$CF_i^r = \frac{\overline{Reglymax}}{\sum_a N_{aiymax}^r CAP_a^r} \quad \forall i \in I. \quad (55)$$

3. Рассчитывается экономически обоснованный тариф на транспортировку природного газа по газопроводам, тягачами в форме СПГ, сжижение и регазификацию.

Тариф на транспортировку газа по газопроводам от i до j :

$$Ц_{ij}^p = \frac{B_{ij}^p}{Vol_{ij}^p} \quad \forall i, j \in I. \quad (56)$$

Тариф на транспортировку СПГ от i до j :

$$Ц_{ij}^v = \frac{B_{ij}^v}{Vol_{ij}^v} \quad \forall i, j \in I. \quad (57)$$

Тариф на сжижение в зоне i :

$$Ц_i^l = \frac{B_i^l}{Vol_i^l} \quad \forall i \in I. \quad (58)$$

Тариф на регазификацию в зоне i :

$$Ц_i^r = \frac{B_i^r}{Vol_i^r} \quad \forall i \in I. \quad (59)$$

4. На основе тарифов на транспортировку, сжижение и регазификацию и цен импорта газа (покупки у добывающей компании) рассчитываются экономически обоснованные цены на газ в центрах зон. Если в зону поступает газ из нескольких источников, то его цена определяется как средневзвешенная по объёмам поставок. Маршруты поставок трубопроводного газа и СПГ соответствуют решению задачи (9)–(33).

Таким образом, предложен алгоритм определения экономически обоснованных цен на газ на основе заранее предусмотренной логической взаимосвязи между моделью развития ГСС и производственно-финансовыми моделями её объектов, который можно применять в случае отличной от линейной постановки производственно-транспортной задачи о его поставке.

2.4. Выводы

Разработана схема исследования перспектив развития ГСС, основанная на использовании системы взаимосвязанных оптимизационных моделей межгосударственной и национальной ГСС и имитационных производственно-финансовых моделей её объектов.

Отличительной чертой предлагаемой модели национальной (может использоваться и на другом уровне пространственного представления) ГСС является то, что СПГ рассматривается в ней и как энергоноситель для транспортировки природного газа, и как конечный продукт для удовлетворения спроса со стороны транспортного сектора и автономной газификации. Динамика и структура затрат на строительство и эксплуатацию объектов ГСС в производственно-финансовых моделях согласуется с параметрами оптимизационной модели, что обеспечивает сопоставимость результатов расчётов на основе последовательного использования двух типов моделей.

Основу информационной базы для моделирования составляют прогнозы газопотребления (которые могут быть скорректированы по результатам анализа межтопливной конкурентоспособности) и технико-экономические показатели проектов по строительству объектов ГСС (могут быть оценены на основе данных о проектах-аналогах или взяты из сметной документации).

Предложенная система моделей позволяет выполнить анализ перспективных направлений развития ГСС, включая её структуру (тип, расположение, количество, мощность объектов) и этапность ввода в эксплуатацию новых объектов, а также определить экономически обоснованные цены на газ, с тем чтобы в дальнейшем на их основе оценить рациональную долю газа в ТЭБ. Таким образом, разработанные модели могут использоваться как обособленно, так и при прогнозировании развития ТЭК.

ГЛАВА 3. Исследование перспективных направлений формирования системы газоснабжения на примере Монголии

Оценка перспективных направлений формирования ГСС Монголии приобретает особую актуальность в свете возможного строительства МГ из России в Китай через её территорию. Для выявления предпосылок к газификации Монголии необходимо выполнить анализ существующего состояния ТЭК страны. Следующие задачи – это параметризация модели развития ГСС и производственно-финансовых моделей её объектов; анализ результатов моделирования; формирование выводов и предложений относительно перспектив развития ГСС Монголии и сотрудничества в данной области с приграничными государствами: Россией и Китаем.

3.1. Топливо-энергетический комплекс и перспективы газификации Монголии

Существующее состояние и перспективы развития ТЭК Монголии, динамика и структура полного и конечного энергопотребления тесно связаны с ресурсным потенциалом, экономической конъюнктурой, особенностями отраслей энергетики и внешними энергетическими связями, прежде всего с Китаем и Россией.

А) Ресурсный потенциал

Развитие ТЭК Монголии в значительной мере основывается на имеющихся в стране ресурсах угля. Высокая обеспеченность Монголии углем позволила данному виду топлива стать наиболее широко используемым энергоресурсом на внутреннем рынке, а также одним из ключевых предметов экспорта страны. По оценке компании British Petroleum, доказанные запасы угля Монголии составляют 2,5 млрд т, из которых на бурый уголь и лигнит приходится 54%, а на антрацит и каменный уголь – 46% [79]. Запасы каменного угля сконцентрированы на западе страны, а запасы бурого угля – на востоке [80].

Доказанные запасы нефти Монголии оцениваются в 333 млн т [81]. В период 2010–2020 гг. добыча нефти варьировалась в диапазоне 2–9 млн баррелей в год [82],

и поскольку собственные нефтеперерабатывающие мощности в стране отсутствуют, она была полностью ориентирована на экспорт.

Ресурсов традиционного природного газа в Монголии не обнаружено. В стране имеются ресурсы метана угольных пластов [83], но за предпроектными исследованиями, проведёнными к настоящему моменту времени, их освоение так и не последовало.

Монголия обладает богатым ветроэнергетическим и солнечным потенциалом. В стране 270–300 солнечных дней в году, уровень инсоляции достигает 4,3–4,7 кВт·ч/м² в сутки. Для размещения ветроэлектрических установок подходит 10% территории страны, ветроэнергетический потенциал оценивается в 1100 ГВт, гидроэнергетический – 6,2 ГВт [84].

Б) Энергопотребление

Согласно данным Международного энергетического агентства [1], в 2020 г. энергопотребление Монголии составило 6 млн т н.э. В приходной части ТЭБ (Таблица 3.1) на уголь приходится 66%, доля нефти и нефтепродуктов составляет около 28%, а ВИЭ, в основном представленных биомассой, – лишь 4%.

В ретроспективе энергопотребление Монголии к 2020 г. увеличилось более чем в 2,5 раза по сравнению с 2000 г. Рост наблюдался по всем видам энергоресурсов, кроме биомассы. Потребление нефти и импорт нефтепродуктов за период 2000–2020 гг. выросло в почти в 4 раза, потребление угля – в 2,2 раза, а импорт электроэнергии – более чем в 10 раз. Тенденция к росту энергопотребления была прервана спадом деловой активности во время пандемии COVID-19. В 2020 г. энергопотребление уменьшилось на 8,5% по сравнению с 2019 г. В наибольшей степени (почти на 12%) за этот период снизилось потребление угля (Таблица 3.2).

С начала текущего столетия *конечное энергопотребление*, так же как и полное, имело тенденцию к росту. В основном этот рост был обеспечен добывающей и обрабатывающей промышленностью (в этих секторах энергопотребление выросло почти в 3 раза), такими же высокими темпами росло энергопотребление в транспортном секторе и в сфере услуг (Таблица 3.3).

Таблица 3.1 – Топливо-энергетический баланс Монголии в 2020 г., тыс. т н.э.

Показатель	Уголь	Нефть	Нефте-продукты	Гидро-энергия	Солнечная и вет-ровая энергия	Биомасса	Электроэнер-гия	Теплоэнер-гия	Всего
1.1 Производство	23 362	566		7	47	175			24 158
1.2 Импорт	2		1 709				145		1 856
1.3 Экспорт	-14 552	-561					-4		-15 117
1.4 Международная авиа-ционная бункеровка			-19						-19
1.5 Изменение запасов	-4 787								-4 787
1. Поставки первичной энергии	4 025	5	1 690	7	47	175	141		6 090
2. Статистическое расхожде-ние	-4	-5					41	152	185
3.1 Производство электро-энергии			-120	-7	-47		84		-90
3.2 Теплоэлектроцентрали	-3 040						482	1 260	-1 298
3.3 Коксование угля	-4								-4
3.4 Прочее преобразова-ние топлива						-63			-63
3.5 Собственные нужды	-4						-80	-131	-215
3.6 Потери	-247						-83	-62	-392
4. Конечное потребление	726		1 570			112	586	1 219	4 213
4.1 Промышленность	110		566				364	318	1 358
4.2 Транспорт	16		918						934
4.3 Население	325					78	141	452	996
4.4 Сфера услуг	незн.							405	406
4.5 Сельское и лесное хо-зяйство	3		86			9	6	6	110
4.6 Прочее конечное по-требление	271					24	76	38	409

Источник: данные Международного энергетического агентства [1].

Таблица 3.2 – Структура полного потребления по видам энергоресурсов в 2000–2020 гг. в Монголии, тыс. т н.э.

Энергоресурс	2000 г.	2010 г.	2019 г.	2020 г.
Нефть и нефтепродукты	434	830	1 749	1 695
Уголь	1 817	2 909	4 562	4 026
ВИЭ (кроме биомассы)	-	1	48	47
Биомасса	132	182	143	175
Электроэнергия (импорт)	13	21	146	141
Итого	2 397	3 946	6 655	6 090

Источник: данные Международного энергетического агентства [1].

Таблица 3.3 – Структура конечного потребления по категориям потребителей в 2000–2020 гг. в Монголии, тыс. т н.э.

Категория потребителей	2000 г.	2010 г.	2019 г.	2020 г.
Промышленность и сельское хозяйство	498	909	1 521	1 467
<i>Добыча полезных ископаемых</i>	<i>41</i>	<i>128</i>	<i>278</i>	<i>264</i>
<i>Обрабатывающая промышленность</i>	<i>430</i>	<i>719</i>	<i>1 132</i>	<i>1 093</i>
<i>Сельское хозяйство</i>	<i>27</i>	<i>62</i>	<i>111</i>	<i>110</i>
Транспорт	321	478	909	934
<i>в т. ч. автомобильный</i>	<i>259</i>	<i>331</i>	<i>635</i>	<i>680</i>
Население и сфера услуг	570	1 076	1 280	1 402
<i>Население</i>	<i>426</i>	<i>870</i>	<i>906</i>	<i>996</i>
<i>Сфера услуг</i>	<i>144</i>	<i>206</i>	<i>374</i>	<i>406</i>
Прочее конечное потребление	73	207	698	410
Неэнергетическое использование	2	3	-	-
Итого конечное потребление	1 465	2 675	4 408	4 213

Источник: данные Международного энергетического агентства [1].

В 2020 г. конечное потребление энергоресурсов составило 4 млн т н.э., из которых 32% приходилось на промышленные отрасли; при этом потребность в энергоресурсах промышленных отраслей на 42% удовлетворялась за счёт импортируемых нефтепродуктов. На население и транспортный сектор приходилось по 24% и 22% конечного потребления соответственно. Весомую долю (33%) в структуре потребления домохозяйств занимает уголь. Большое количество населения страны живет в юртах и, не имея доступа к централизованным системам энергоснабжения, использует уголь в качестве печного топлива [85] (Таблица 3.1).

В динамике изменения структуры конечного потребления по видам энергоресурсов (Таблица 3.4) можно было наблюдать рост доли электроэнергии (с 11% до 14%), нефти и нефтепродуктов (с 27% до 37%). Доля угля в конечном потреблении в 2010–2020 г. варьировалась в диапазоне 17% (2015 г. и 2020 г.) – 28% (2011 г.).

Таблица 3.4 – Структура конечного потребления по видам энергоресурсов в 2000–2020 гг. в Монголии, тыс. т н.э.

Энергоресурс	2000 г.	2010 г.	2019 г.	2020 г.
Нефть и нефтепродукты	401	766	1 574	1 570
Уголь	286	721	1 043	726
Электроэнергия	164	290	589	586
Теплоэнергия	530	782	1 111	1 219
Биомасса	83	116	91	112
Итого	1 464	2 675	4 408	4 213

Источник: данные Международного энергетического агентства [1].

Б.1) Потребление угля

Добыча каменного угля ориентирована на экспорт, на внутреннем рынке потребляется преимущественно бурый уголь [86]. Уголь является наиболее конкурентоспособным энергоресурсом в Монголии, однако, его преобладание в ТЭБ в сочетании с высоким моральным и физическим износом оборудования теплоэлектростанций (ТЭС) и котельных усугубляет проблему загрязнения воздуха продуктами сгорания топлива. Такого рода экологические проблемы носят локальный характер и наиболее ярко выражены в крупных городах и промышленных центрах. В качестве одной из мер для разрешения ситуации в 2019 г. был установлен запрет на сжигание рядового угля для бытовых нужд в г. Улан-Батор. Вместо данного вида топлива предлагается использовать угольные брикеты.

Б.2) Потребление газа

Потребление природного газа пока не нашло отражения в энергетической статистике, тем не менее с 2018 г. в небольших объёмах (764 т в 2020 г. [87]) Монголия импортирует СПГ из России и Китая, используя его в качестве топлива для общественного транспорта в г. Улан-Батор.

Б.3) Потребление нефтепродуктов

Спрос Монголии на нефтепродукты в настоящее время полностью удовлетворяется за счёт импорта. Первый нефтеперерабатывающий завод в стране, сырьевой базой для которого служила нефть, добытая на месторождении Дзунбаян и импортируемая из России легкая нефть, был введен в эксплуатацию в 1950 г. Завод обеспечивал около 20% потребности страны в нефтепродуктах, однако в 1969 г. он был закрыт [88]. В скором времени планируется завершение строительства и ввод в эксплуатацию нефтеперерабатывающего завода мощностью 1,5 млн т нефти в год, расположенного на юго-востоке страны в аймаке Дорноговь [89], сырье будет поставляться по нефтепроводу длиной около 600 км от г. Чойбалсан.

В) Электроэнергетическая система

ЭЭС Монголии представлена 5 подсистемами: Центральной ЭЭС, Западной ЭЭС, Южной ЭЭС, Алтайско-Улиастайской ЭЭС и Восточной ЭЭС. Наиболее крупная из них – это Центральная ЭЭС, охватывающая более 60% территории страны и 93% генерирующих мощностей [90].

ТЭЦ являются основными производителями электроэнергии и потребителями угля; доля угля в общем объёме топлива, используемого для производства электро- и теплоэнергии составляет 96%, а оставшиеся 4% приходятся на нефтепродукты.

В 2020 г. производство электроэнергии в Монголии превысило 7,1 ТВт·ч. Большая часть электроэнергии (91%) произведена на ТЭС, из которой 63% – на ТЭЦ-4 в г. Улан-Батор. В структуре генерации электроэнергии в 2020 г. на ветроэлектрические станции приходилось 6%, солнечные электростанции – 2%, гидроэлектростанции – 1% (Таблица 3.5). Из России и Китая ежегодно импортируется около 20% потребляемой электроэнергии [82].

Электрическая мощность угольных ТЭЦ Монголии зависит от тепловой нагрузки городов, что затрудняет решение задачи обеспечения качества электрической энергии [92; 93]. В ближайшие годы планируется строительство новых Багануурской ТЭС мощностью 400 МВт, Тавантолгойской ТЭС мощностью 450 МВт, Эрдэнэбурэнской ГЭС мощностью 100 МВт, расширение Чойбалсанской ТЭЦ [93].

Реализация данных проектов будет способствовать увеличению надёжности энергоснабжения, помимо них для повышения манёвренности ЭЭС с учётом современных экологических требований представляет интерес введение дополнительных источников генерации, использующих альтернативные углю и нефтепродуктам энергоресурсы: сжиженные углеводородные газы и природный газ.

Таблица 3.5 – Структура производства электроэнергии в Монголии в 2015 – 2020 гг., млн кВт·ч

Генерирующие мощности	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
ТЭС	5416	5556	5827	6152	6347	6494
Дизельные электростанции	6	4	4	4	3	2
Солнечные электростанции	1	0	20	52	109	109
Гидроэлектростанции	59	85	85	78	85	83
Ветряные электростанции	153	158	154	339	459	457
Итого	5634	5802	6089	6625	7003	7146

Источник: [91].

С 2007 г. в Монголии действует тарифная политика, направленная на стимулирование строительства новых мощностей по производству энергии из возобновляемых источников [92]. В 2020 г. производство электроэнергии солнечными электростанциями составило почти 109 млн кВт·ч, а ветроэлектрическими станциями – 457 млн кВт·ч [91]. В перечень задач, решение которых позволит достичь целей по сдерживанию эмиссии парниковых газов, входит повышение доли ВИЭ в установленной мощности до 30% к 2030 г. [94] (в 2020 г. этот показатель составил 18% [91]).

Область рационального применения ветровых и солнечных электростанций ограничена стохастическим характером генерации данных ВИЭ. В этой связи представляется целесообразным предусмотреть возможность использования газотурбинных и газопоршневых установок.

Г) Внешние энергетические связи Монголии

ТЭК не только обеспечивает потребности экономики и населения в энергетических услугах, но и играет важную роль в формировании ВВП и доходов бюджетной системы, социальном развитии и взаимодействии государства с внешним миром посредством торговли энергоресурсами.

Ресурсный потенциал и особенности географического положения определяют роль Монголии в международном разделении труда в качестве поставщика энергоресурсов. Монголия является энергоизбыточной страной: в 2020 г. производство энергоресурсов в 4 раза превысило потребление, а энергетический экспорт обеспечил 30% стоимостного объёма экспорта Монголии [87].

Энергетический экспорт можно охарактеризовать как монопродуктовый: его основу составляет уголь (96% в энергетическом эквиваленте, Таблица 3.1), около 4% приходится на нефть, оставшаяся часть – на электроэнергию. В то же время, пока не построен нефтеперерабатывающий завод в аймаке Дорноговь [89], спрос на продукты нефтепереработки полностью удовлетворяется за счёт импорта.

Основные партнёры Монголии во внешней торговле энергоресурсами – это Китай и Россия (Таблица 3.6, Таблица 3.7).

Китай является монопольным импортёром монгольской нефти и практически монопольным – угля (Таблица 3.6). Тенденции в развитии угольной промышленности Монголии тесно связаны с конъюнктурой мировых энергетических рынков: экспорт угля в период 2010–2020 гг. превышал объёмы внутреннего потребления в 1,5–3,4 раза и составлял 42–68% от его добычи [82].

Экспорт монгольского угля на мировой рынок осуществляется через морские порты России и Китая. С географической точки зрения наиболее рациональным маршрутом транспортировки угля, добываемого на юге Монголии, является его транзит через территорию Китая с выходом к портам в Бохайском заливе. Однако, «заинтересованность китайских предпринимателей покупать уголь по более низким ценам на монгольской границе..., а затем перепродавать его» [93] осложняет развитие поставок по данному направлению. С учётом данного обстоятельства пар-

ламентом Монголии одобрено строительство железной дороги от крупнейшего Тавантолгойского месторождения Южно-Гобийского бассейна до границы с Россией для вывоза угля через порты на Дальнем Востоке.

Таблица 3.6 – Экспорт энергоресурсов из Монголии в 2020 г.

Энергоресурс	Уголь	Нефть	Электроэнергия
Единица измерения	млн т (млн долл.)	тыс. т (млн долл.)	ГВт·ч (тыс. долл.)
Россия	-	-	40 (580)
Китай	27 (2 009)	554 (151)	-
Мир	29 (2 124)	554 (151)	40 (580)

Источник: составлено по [87].

Таблица 3.7 – Импорт энергоресурсов в Монголию в 2020 г.

Энергоресурс	Нефтепродукты	СУГ	Электроэнергия	СПГ
Единица измерения	тыс. т (млн долл.)	тыс. т (млн долл.)	ГВт·ч (млн долл.)	т (тыс. долл.)
Россия	1 724 (725)	32 (12)	312 (21)	407 (229)
Китай	107 (49)	-	1 396 (121)	357 (276)
Мир	1 863 (817)	34 (15)	1 709 (142)	764 (505)

Источник: составлено по [87].

Нефтепродукты занимают наибольшую долю (84%) в стоимостном объеме импорта энергоресурсов Монголии, практически все нефтепродукты ввозятся из России (93%) (Таблица 3.7). После введения в эксплуатацию нефтеперерабатывающего завода мощностью 1,5 млн т нефти в год страна сможет практически полностью отказаться от импорта нефтепродуктов, переориентировав экспорт нефти на внутреннюю переработку.

Монголия импортирует до 20% потребляемой электроэнергии из России и Китая. Основная часть поставок электроэнергии из России в Монголию осуществляется по ЛЭП Селендума-Дархан для покрытия пиковых нагрузок в Центральной ЭЭС Монголии. Электроэнергетические связи с Китаем имеются у Западной, Центральной и Южной ЭЭС [95].

С начала 90-х гг. XX в. ведутся исследования перспектив создания межгосударственного электроэнергетического объединения в странах СВА [22]. С точки

зрения Монголии, участие в таком энергообъединении позволило бы стране развивать возобновляемую энергетику и поставлять электроэнергию (а в дальнейшем и водород, произведённый с использованием возобновляемых источников энергии) на международный рынок [23; 24; 96; 97], а также способствовало бы решению проблемы дефицита мощностей [93].

В 2020 г. Монголия импортировала 764 т СПГ, из которых 53% ввозилось из России, а оставшаяся часть – из Китая [87]. И хотя Китай сам в значительной мере удовлетворяет свою потребность в газе за счёт импорта СПГ, наличие заводов по сжижению в приграничных районах является благоприятным фактором с точки зрения логистики для его экспорта в Монголию.

Новые перспективы в области газификации Монголии откроются при строительстве МГ Россия–Монголия–Китай. Проект такого газопровода, получивший название «Сила Сибири 2», в настоящее время разрабатывает ПАО «Газпром». Ресурсной базой должны стать месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа, при этом предполагается соединить центры газодобычи в Восточной Сибири с ЕСГ России [98; 99].

Поставка газа в Китай через Монголию – это не только перспективное направление экспорта газа из России, но и важная составляющая развития межгосударственной ГСС в СВА и энергетического сотрудничества в этом регионе, обладающем большим, но недостаточно реализованным потенциалом взаимодополнения или комплементарности с точки зрения торговли энергоресурсами, оказания энергетических услуг и реализации совместных проектов в энергетике [100–103].

Расширение межгосударственной ГСС за счёт строительства транзитного МГ Россия–Монголия–Китай должно сопровождаться соответствующим развитием национальных ГСС, в том числе созданием системы газопроводов и газоперерабатывающих мощностей на Востоке России, технико-экономическая и коммерческая эффективность которых тесно связана с перспективами роста газовых рынков стран ВА [100–107].

Взаимосвязанность национальных систем газоснабжения стран СВА через межгосударственные газопроводы и морскую инфраструктуру по транспортировке

СПГ предопределяет необходимость исследования перспектив создания газовой отрасли Монголии в контексте регионального рынка.

Объёмы прогнозной потребности в природном газе Монголии не являются существенными (2–2,5 млрд м³ со стороны потребителей, расположенных вдоль транзитного газопровода [108]) с точки зрения освоения уникальных месторождений Сибири. Однако газопровод через Монголию позволит сократить дальность транспортировки природного газа из России в Китай (по сравнению с альтернативным маршрутом через Республику Бурятия и Забайкальский край), что должно положительно сказаться на показателях энергетической и коммерческой эффективности такого проекта и социально-экономическом развитии страны-транзитёра.

Китай является одним из наиболее перспективных рынков природного газа. Согласно Докладу о развитии газовой отрасли Китая [109], подготовленному в 2021 г. Национальной энергетической администрацией, Исследовательским центром по вопросам развития при Госсовете и Министерством природных ресурсов КНР, объёмы потребления природного газа достигнут 430–450 млрд м³ к 2025 г., 550–600 млрд м³ к 2030 г. и будут расти до 2040 г. Добыча природного газа в 2025 г. составит более 230 млрд м³ и стабилизируется в 2040 г. на уровне 300 млрд м³. Таким образом, импорт природного газа в 2025–2040 гг. оценивается в размере 200–300 млрд м³, что составит примерно половину объёмов его потребления.

Важным фактором формирования добычных возможностей Китая являются такие особенности ресурсной базы страны, как большая доля нетрадиционных ресурсов газа и низкая степень их изученности. Разведанные геологические запасы метана угольных пластов составляют 2,3% от геологических ресурсов, а балансовые запасы сланцевого газа – лишь 0,8 % (Таблица 3.8). Таким образом, потенциал освоения собственных ресурсов природного газа в Китае тесно связан с технологическими возможностями в сфере геологоразведки и добычи трудноизвлекаемых запасов и конъюнктурой (ценами и объёмом предложения) внутреннего и международного газовых рынков.

Таблица 3.8 – Ресурсы природного газа в Китае

Ресурс	Геологические ресурсы, трлн м ³	Технически извлекаемые ресурсы, трлн м ³	Разведанные геологические запасы, млрд м ³	Коэффициент разведанности (запасы/ресурсы), %
Традиционный газ	90,3	50,1	14 300	15,8
Сланцевый газ	122	22	920,9	0,8
Метан угольных пластов	30	12,5	703,3	2,3

Источник: составлено по [110; 111].

Учитывая складывающуюся геополитическую ситуацию и изменение архитектуры энергетических рынков Европы, Россия всё в большей мере сталкивается с необходимостью диверсификации торговых партнёров. С учётом роста спроса на природный газ в Китае и ресурсного потенциала России, развитие межгосударственной ГСС должно стать одной из наиболее перспективных задач энергетического сотрудничества в СВА в ближайшие десятилетия.

За счёт действующего газопровода «Сила Сибири» и новых проектов трубопроводные поставки природного газа из России в Китай могут составить до 98 млрд м³ в год и обеспечить до половины объёмов импорта данного вида топлива Китаем. Экспорт природного газа из России в Китай по газопроводу «Сила Сибири» был начат в декабре 2019 г., договор заключён на 30 лет и предполагает поставку газа в объёме до 38 млрд м³ в год в северо-восточный регион Китая. В феврале 2022 г. ПАО «Газпром» и Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация (CNPC) подписали долгосрочный договор купли-продажи природного газа, предполагающий поставку газа в Китай в объёме 10 млрд м³ в год по «дальневосточному» маршруту [112]. В январе 2022 г. было завершено технико-экономическое обоснование проекта по строительству газопровода из России в Китай, проходящему через территорию Монголии, пропускной способностью 50 млрд м³ газа в год [99]. Таким образом, роль поставок российского газа в Китай в формировании конъюнктуры регионального рынка СВА должна возрасти.

Ранее исследования в области строительства транзитного газопровода из России в Китай через Монголию проводились в рамках Форума по газопроводам стран СВА [113] и при работе над «Концепцией создания единой системы добычи и

транспортировки нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с выходом на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона», выполненной в ИСЭМ СО РАН в 1998 г.

Тогда предполагалось, что основу ресурсной базы сформирует уникальное Ковыктинское газоконденсатное месторождение, расположенное в Иркутской области. В рамках исследований была обоснована перспективная потребность Монголии в природном газе; оценены технико-экономические показатели проекта и его эффективность в сравнении с другими вариантами поставок газа в Китай; выполнен анализ политических и институциональных требований к реализации проекта; подчеркивалось стратегическое значение поставок российского газа в Монголию.

Однако в Восточной газовой программе [114], принятой в 2007 г., поставки природного газа в Китай через Монголию не предусматривались. К обсуждению проекта вернулись в 2019 г. после запуска газопровода «Сила Сибири» от Чаяндинского месторождения в Якутии до Благовещенска (граница с Китаем), в конце 2022 г. было завершено строительство газопровода от Ковыктинского месторождения до Чаяндинского.

С точки зрения России, МГ в Китай, проходящий через территорию Монголии, будет способствовать решению следующих задач:

1) газификации Байкальского региона, которая может быть экономически обоснована лишь при прохождении газопровода большого диаметра через его территорию [115; 116];

2) оптимизации использования добывающих мощностей и загрузки ГСС за счёт соединения ЕСГ с формирующейся газовой инфраструктурой в Восточной Сибири;

3) диверсификации экспорта природного газа;

4) росту поставок природного газа в Монголию – стратегическому партнеру России в СВА [116].

Д) Основные проблемы и вызовы, стоящие перед ТЭК Монголии

Основной характеристикой ТЭБ Монголии является его низкая степень диверсификации по видам энергоресурсов. Отрицательным последствием широкого

использования угля, в том числе рядового, ТЭЦ, котельными и домохозяйствами в юртовых районах стало загрязнение воздуха. Наиболее остро эта проблема наблюдается в крупных городах.

Дополнительные к экологическим ограничения на перспективы роста использования угля накладывают заявленные Монголией цели в области эмиссии парниковых газов. В 2020 г. объём эмиссии парниковых газов в Монголии вследствие сжигания топлива составил 21 млн т, при этом 63% из них образовано при производстве тепла и электроэнергии, а 14% – в транспортном секторе [117]. В 2016 г. Правительством Монголии было ратифицировано Парижское соглашение по климату и определены мероприятия по сокращению объёмов эмиссии парниковых газов [118]. Основное внимание уделяется росту производства электроэнергии на основе возобновляемых источников.

Климатическая повестка может стать одним из ключевых факторов, ограничивающих привлечение инвестиций в угольную промышленность. Так, в докладе, подготовленном по результатам поездки в Монголию представителей международных организаций в 2011 г. с целью изучения экологических и социальных последствий проектов по разработке угольного месторождения Таван Толгой и золотомедного месторождения Ойю Толгой, дается следующая рекомендация Европейскому Банку Реконструкции и Развития: «И хотя это выбор народа Монголии и принимающих решения лиц, концентрировать свое внимание на экспорте угля и угольной электроэнергии или нет, европейские государственные средства не должны использоваться для финансирования угольных инфраструктурных объектов, наносящих вред климату» [119].

Помимо снижения негативного влияния сжигания угля на качество воздуха, важными задачами являются повышение манёвренности и надёжности ЭЭС страны и обновление основных фондов: большая часть генерирующего оборудования ряда ТЭЦ Монголии была введена в эксплуатацию ещё в период 1960–1980 гг. [91]. Эти задачи не могут быть решены только за счёт увеличения доли ВИЭ в энергопотреблении, генерация на основе которых носит стохастический характер и определяется погодными условиями. В этой связи перспективным направлением развития ТЭК

Монголии представляется перевод на газ ряда угольных ТЭЦ и котельных. В условиях отсутствия собственных ресурсов традиционного природного газа, такое решение предполагает кооперацию и усиление внешних энергетических связей Монголии с граничащими странами: Россией и Китаем.

Таким образом, развитие энергетики Монголии связано с необходимостью решения ряда задач, которые и формируют предпосылки к газификации. К этим задачам относятся: снижение уровня загрязнения воздуха крупных городов продуктами сгорания угля, повышение манёвренности ЭЭС, замена оборудования ряда ТЭЦ и котельных по причинам износа и устаревания, достижение целей по эмиссии парниковых газов.

Строительство МГ из России в Китай через территорию Монголии может стать одним из крупнейших проектов по развитию межгосударственной ГСС в СВА. Такой газопровод будет иметь стратегическое значение для России и позволит переориентировать часть экспорта газа с Европейского на Азиатский рынок, связать ЕСГ и развивающуюся ГСС на востоке страны, продолжить освоение месторождений Сибири и газифицировать Байкальский регион. Для Китая и Монголии транзитный газопровод может стать важным источником поставок газа в долгосрочной перспективе, а также основой для расширения взаимовыгодного международного энергетического сотрудничества. Задача поиска новых форм энергетического сотрудничества Монголии с сопредельными государствами приобретает особую важность на фоне ограниченной внутренней политикой Китая перспектив роста экспорта монгольского угля и переориентации монгольской нефти с экспорта на внутреннее потребление.

Заинтересованность Монголии в газификации и развитии внешних энергетических связей посредством участия в поставках трубопроводного газа из России в Китай в качестве транзитёра делает востребованными исследования по оценке возможных направлений формирования ГСС Монголии, что в конечном итоге необходимо для уточнения прогноза газопотребления в стране. Для решения этой задачи необходимо провести модельные расчёты, позволяющие свести множество

возможных вариантов создания ГСС к нескольким схемам для более углублённого изучения.

3.2. Исходные предпосылки и условия для моделирования системы газоснабжения Монголии

Для исследования перспективных направлений развития ГСС Монголии с использованием предлагаемого инструментария (параграф 2.2) необходимо сформировать исходные предпосылки относительно условий импорта газа (внешнеторговых цен и пунктов поставок) и выполнить агрегирование ГСС, обозначив географически центры потребления и импорта.

А) Пространственное представление

Выделяется 25 зон, в которых агрегируется потребность в природном газе. Центры зон – это сомоны (административно-территориальная единица, на которую разделяются аймаки), численность населения которых превышает 10 тыс. человек: столица страны г. Улан-Батор, 21 центр аймаков, г. Хархорин аймака Уверхангай, г. Зуунхараа аймака Сэлэнгэ и г. Замын-Уудэ аймака Дорноговь.

По результатам ранее выполненных работ с использованием оптимизационной модели межгосударственной ГСС (задача (1)–(4)) [21], был сделан вывод о конкурентоспособности МГ из России в Китай через территорию Монголии. Исходя из этого предполагается, что в зонах, через которые он пройдёт, появится возможность импортировать сетевой природный газ. Помимо этого источника поставок Монголия может продолжить импортировать СПГ железнодорожным транспортом из России и Китая (Рисунок 3.1).

Б) Интервал моделирования

Интервал моделирования ГСС Монголии разбит на четыре пятилетних периода ($y_{max}=4$, $f=5$). Предполагается, что к концу первого периода будет построен транзитный МГ Россия – Монголия – Китай, соответственно, к этому времени часть инфраструктуры для транспортировки и потребления газа уже должна быть создана.

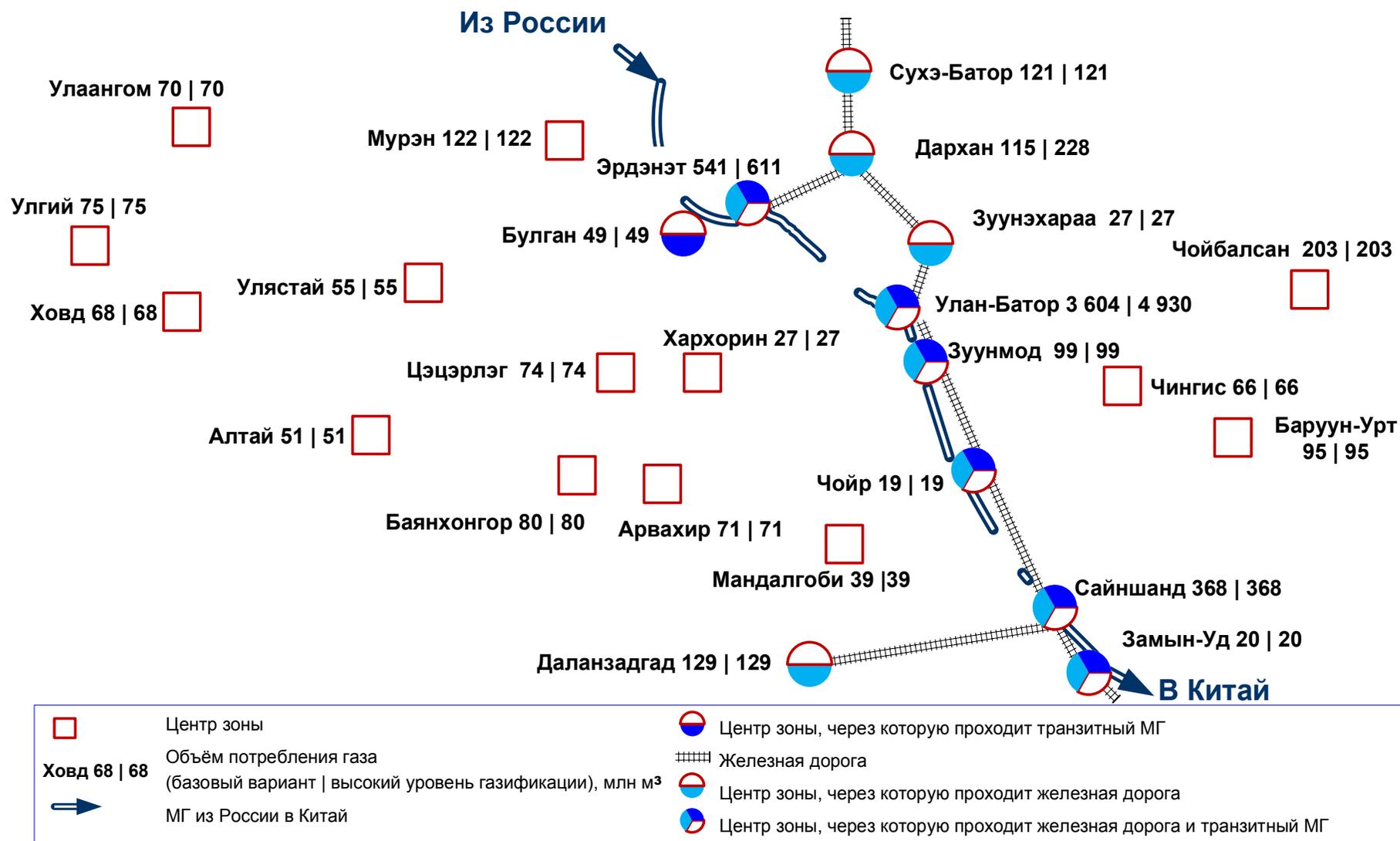


Рисунок 3.1 – Пространственное представление модели ГСС Монголии и объёмы потребления газа на конец интервала моделирования

В) Сценарии моделирования ГСС Монголии

Для того чтобы учесть фактор неопределённости внешних условий развития ГСС, используется сценарный подход: рассматриваются два варианта газификации и два варианта уровня цен на импортируемый СПГ. В результате задача о формировании ГСС Монголии решается для четырёх сценариев (Рисунок 3.2).

Потребность в газе	Низкие цены на СПГ, высокий уровень газификации	Базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации
	Низкие цены на СПГ, базовый вариант газификации	Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации
	Цены на СПГ	

Рисунок 3.2 – Сценарии моделирования

В.1) Потребность в газе

Оценка перспективной потребности в природном газе в Монголии была выполнена в рамках прогноза энергопотребления в странах СВА, подготовленного в ИСЭМ СО РАН [120], и с учётом исследования по переводу на газ потребителей населённых пунктов, расположенных вдоль транзитного МГ Россия–Монголия–Китай [108].

В базовом варианте газификации (Таблица 3.9) к концу последнего периода моделирования потребность в газе в Монголии превысит 6 млрд м³. Наиболее высокими темпами газопотребление будет расти в транспортном (как за счёт роста уровня автомобилизации, так и благодаря замещению дизельного топлива и бензина на компримированный природный газ и СПГ) и коммунально-бытовом секторах. Частичная замена угольных ТЭЦ на газовые предполагается только для г. Улан-Батор. В результате структура потребления газа будет меняться следую-

щим образом: к концу первого периода моделирования доля промышленных отраслей и ТЭЦ будет одинаковой и составит 33%, к концу последнего периода доля промышленных отраслей останется практически неизменной (35%), доля ТЭЦ снизится до 13%, а транспортного сектора и котельных – увеличится до 20%.

Высокие темпы газификации (Таблица 3.10) предполагают перевод на газ угольных ТЭЦ в г. Улан-Батор, г. Эрдэнэт и г. Дархан. Кроме того, по сравнению с базовым вариантом газификации предусматривается ускоренное строительство газотранспортной инфраструктуры. К концу последнего периода моделирования потребность в газе в Монголии может составить 7,7 млрд м³. Как и в предыдущем варианте газификации наиболее высокими темпами потребность в газе будет расти в секторах «Транспорт» и «Котельные». Структура потребления газа на конец интервала моделирования будет характеризоваться долей ТЭЦ равной 30%, промышленных отраслей – 28%, транспортного сектора и котельных – по 16%, зданий – 10%.

Таблица 3.9 – Перспективная потребность в природном газе в Монголии (базовый вариант газификации) на конец периода моделирования, млрд м³/год

Период моделирования	1	2	3	4
Промышленность	0,8	1,2	1,6	2,2
Здания	0,3	0,3	0,5	0,8
Транспорт	0,3	0,5	0,8	1,2
Электростанции	0,8	0,8	0,8	0,8
Котельные	0,3	0,5	0,7	1,2
Итого	2,3	3,4	4,3	6,2

Источник: составлено на основе прогноза ИСЭМ СО РАН 2020 г. [120].

Таблица 3.10 – Перспективная потребность в природном газе в Монголии (высокий уровень газификации) на конец периода моделирования, млрд м³/год

Период моделирования	1	2	3	4
Промышленность	0,8	1,3	1,7	2,2
Здания	0,3	0,4	0,6	0,8
Транспорт	0,3	0,5	0,8	1,2
Электростанции	2,3	2,3	2,3	2,3
Котельные	0,3	0,6	0,9	1,2
Итого	3,8	5,2	6,3	7,7

Источник: составлено на основе прогноза ИСЭМ СО РАН 2020 г. [120].

В модели (9)–(33) определяется способ транспортировки газа между центрами зон (МГ или автотранспорт СПГ), при этом предполагается, что вследствие низкой плотности населения и отсутствия крупных промышленных потребителей газоснабжение вне центров зон будет осуществляться на основе технологий транспортировки СПГ и его регазификации. Большая часть населённых пунктов Монголии характеризуется невысокой численностью населения (до двух тысяч человек), значительная часть которого ведет кочевой образ жизни, и отсутствием крупных промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Таким образом, потребность в СПГ задаётся в модели национальной ГСС как потребление зданий и котельных, находящихся вне центров зон, и потребление железнодорожным и автомобильным транспортом, дорожной техникой и технологическим транспортом в горнодобывающей промышленности. Потребность в сетевом газе задаётся как сумма потребности зданий и котельных, ТЭЦ и промышленных предприятий, расположенных в центрах зон, и потребности в сжатом природном газе для газификации общественного транспорта в г. Улан-Батор.

Такая постановка задачи позволяет учесть СПГ не только в качестве промежуточного энергоносителя для магистральной транспортировки газа, но и в качестве энергоресурса, используемого как моторное топливо и для автономной газификации. Иными словами, даже если согласно решению оптимизационной задачи (9)–(33) до центра зоны будет оптимально строительство МГ, то всё равно в зоне будет сформирована потребность в СПГ для последующей доставки в отдалённые от центра небольшие населённые пункты и использования в транспортном секторе.

В базовом варианте газификации к концу последнего периода моделирования потребность в сетевом газе составит 4,5 млрд м³, в СПГ – 1,2 млн т, в варианте высокого уровня газификации – 6 млрд м³ и 1,2 млн т СПГ соответственно. Структура потребности в природном газе в Монголии в зависимости от агрегатного состояния для двух вариантов показана на Рисунке 3.3 и в Приложении А. В обоих случаях большая часть потребности задается как потребность в сетевом газе со стороны ТЭЦ, зданий и котельных, расположенных в крупных городах, а СПГ используется для автономной газификации небольших населённых пунктов и отдельных

сегментов транспортного сектора. В структуре потребности в природном газе доля СПГ для базового варианта выше, чем для варианта высокого уровня газификации благодаря тому, что во втором случае происходит перевод на сетевой газ новых крупных потребителей – ТЭЦ в центрах аймаков.

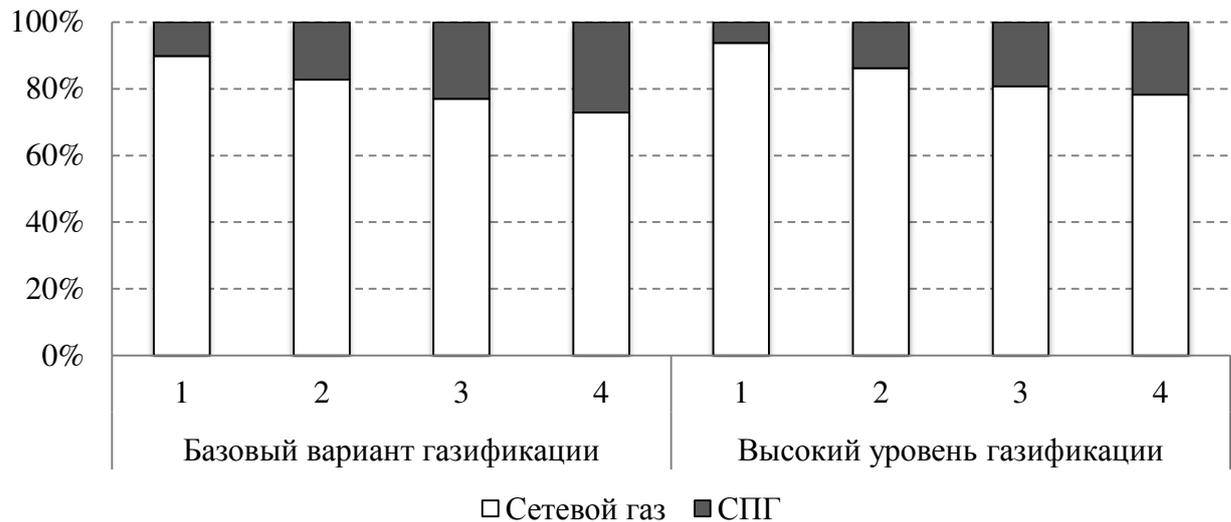


Рисунок 3.3 – Структура потребности в природном газе в зависимости от агрегатного состояния в динамике по периодам моделирования

В.2) Цены на газ

Одним из параметров оптимизационной задачи (9)–(33) являются цены на импортируемый сетевой газ и СПГ. Для всех сценариев и периодов моделирования цены на газ, отбираемый из транзитного МГ в г. Улан-Батор, приняты равными 180 долл. США 2020 г./тыс. м³. Цены на импортируемый сетевой газ в других зонах рассчитываются как произведение тарифа на транспортировку газа по МГ (принят равным 2 долл. США 2020 г. /тыс. м³·100 км на основе оценок, представленных в [121]) и расстояния между зонами.

Цена на импортируемый СПГ варьируется в зависимости от варианта: «Базовая цена на СПГ» для г. Улан-Батор составляет 490 долл. США 2020 г./т, а «Низкая цена на СПГ» – 318 долл. США 2020 г./т. Для других зон цены на импортируемый СПГ рассчитываются на основе цены для г. Улан-Батор, железнодорожного тарифа (5–8 долл. США 2020 г./т·100 км [122]) и расстояния между зонами по железной дороге.

Таким образом формируются четыре сценария, представляющие собой комбинацию двух вариантов стратегии газификации Монголии и двух вариантов формирования конъюнктуры на региональном газовом рынке ВА.

3.3. Оценка технико-экономических показателей объектов системы газоснабжения Монголии

Для анализа перспективных направлений формирования ГСС Монголии необходимо выполнить параметризацию модели (9)–(33): оценить дисконтированные капитальные и текущие затраты на строительство и эксплуатацию объектов ГСС, коэффициенты потребления газа на СТН. Для оценки дисконтированных затрат используются производственно-финансовые модели объектов ГСС, в которых учитываются финансово-экономические (общие для всех типов объектов ГСС) и технико-экономические (зависят от типа объекта ГСС и характера имеющейся информации) показатели.

А) Финансово-экономические показатели

Финансово-экономические показатели приводятся в долл. США 2020 г. Реальная ставка дисконтирования принята равной 8%, общая ставка по налогам и социальным взносам – 26% [123].

Инвестиции в объекты ГСС распределяются по годам в соответствии с темпами строительства. Темпы строительства объектов ГСС (с учётом проектно-изыскательских работ) задаются следующим образом: газопроводы – до 200 км в год, заводы по сжижению, СПХР, автотранспорт СПГ – 2 года.

Срок окупаемости проектов задаётся равным 16 годам с момента ввода в эксплуатацию ($w^p = w^v = w^l = w^r = 4$).

Б) Газопроводы

Пропускная способность газопровода зависит от диаметра, рабочего давления, расстояния между КС, состояния внутренней поверхности трубы, температуры транспортируемого газа и ряда других параметров. В Приложении Б (Таблица Б.1) приведены множество диаметров МГ $c \in C$ и их ориентировочные пропускные

способности (параметр $САР_c^p$ в задаче (9)–(33)), рассматриваемые при моделировании создания ГСС Монголии. Перечень учитываемых в модели диаметров составлен исходя из заданной потребности в газе в зонах; при необходимости для уточнения решения или сокращения времени вычислений этот список может быть расширен или сужен.

Нормы расхода газа на СТН при магистральном транспорте оцениваются исходя из технических характеристик газоперекачивающих агрегатов (коэффициент полезного действия, номинальная мощность, удельное потребление топливного газа) и их количества, рабочего давления газопровода, состава и свойств транспортируемого газа, атмосферных условий. Экономия топливных затрат на транспорт газа удаётся получить за счёт таких факторов, как увеличение давления и снижение температуры газа; использование гладкостных труб; повышение коэффициента полезного действия газоперекачивающих агрегатов; сокращение объёмов газа, стравливаемого при эксплуатации и ремонтах технологических объектов; сокращение продолжительности ремонтных работ; оптимизация режимов работы технологических объектов ГСС [124–126].

В данной работе при оценке коэффициентов ϕ_{ij} , отражающих потребление газа на СТН при транспортировке от зоны i до зоны j по газопроводам, для расчёта материальных балансов газа (формула (15) в оптимизационной задаче о развитии ГСС) применяется упрощённый подход, основанный на использовании доли газа на СТН на каждые 100 км. Коэффициенты ϕ_{ij} рассчитывались следующим образом:

$$\phi_{ij} = 1 - \frac{\alpha L_{ij}^{pipe}}{10^4}, \quad (60)$$

где L_{ij}^{pipe} – длина газопровода между центрами зон i и j , км;

α – доля газа на СТН при его транспортировке по МГ, % от объёмов транспортировки на каждые 100 км (Приложение Б, Таблица Б.2).

Выбор трассы магистрального газопровода между центрами зон (и, соответственно, его длины) производился условно вдоль существующих автодорог и с учётом принципа минимального пересечения преград (реки, железнодорожные и авто-

мобильные магистрали). В дальнейшем при разработке схем газоснабжения и проведении предпроектных исследований трасса и длина газопроводов должны конкретизироваться.

Значения рассчитанных по формуле (60) коэффициентов ϕ_{ij} , отражающих потребление газа на СТН при транспортировке по газопроводам, показаны в Приложении Б (Таблица Б.3).

В дальнейшем при необходимости пропускная способность газопроводов и расход газа на СТН могут быть уточнены для каждой из рассматриваемых концептуальных схем развития ГСС, представляющих собой решение оптимизационной задачи. На этом этапе проводится моделирование режимов эксплуатации ГСС с учётом таких параметров как температура транспортируемого газа, давление в начале и конце расчётных участков, их длина; оценивается требуемое количество КС, мощность и тип газоперекачивающих агрегатов.

Капитальные вложения в строительство газопровода между зонами i и j (CE_{ij}^p) оценивались по следующей формуле:

$$CE_{ij}^p = L_{ij}^{pipe} \times CE^p \times K_c \times K_{land}, \quad (61)$$

где CE^p – базовая величина удельных капитальных вложений в строительство газопровода диаметром 1420 мм, млн долл./км (Приложение Б, Таблица Б.2).;

K_c – коэффициент, отражающий изменение удельных капитальных вложений относительно базовой величины, связанный с диаметром газопровода $c \in C$;

K_{land} – коэффициент удорожания капитальных вложений, обусловленный горно-геологическими условиями (Приложение Б, Таблица Б.2).

Поскольку в структуре себестоимости транспортировки природного газа преобладает амортизация, для оценки коэффициента K_c использовались коэффициенты превышения удельных затрат γ_c (по данным [29], Приложение Б, Рисунок Б.1) на транспортировку газа по газопроводу с диаметром c по отношению к газопроводу с диаметром 1420 мм:

$$K_c = \frac{\gamma_c Cap_c^p}{Cap_{1420}^p}, \quad (62)$$

где Cap_{1420}^p – пропускная способность газопровода диаметром 1420 мм (принята равной 30 млрд м³/год [29]);

Cap_c^p – пропускная способность газопровода диаметром c (Приложение Б, Таблица Б.1).

Значения рассчитанных по формуле (62) коэффициентов K_c для газопроводов с диаметрами, рассматриваемыми в модели, представлены в Приложении Б (Таблица Б.1).

При оценке дисконтированных текущих затрат учитывались материальные затраты (кроме газа на СТН), затраты на диагностику, техническое обслуживание и ремонт, прочие затраты (страховые платежи, охрана труда, услуги связи и прочие нефинансовые расходы), расходы на оплату труда. Данные показатели, за исключением расходов на оплату труда, определялись как произведение соответствующих удельных затрат на 1 км (рассчитывались по данным [127]) и длины газопровода. Расходы на оплату труда определялись как произведение численности персонала на 1 км (рассчитывалась по данным [127]), длины газопровода и средней заработной платы в аймаках, между которыми проходит газопровод (рассчитывалась как среднеарифметическая заработная плата по данным национальной статистики Монголии [82]). В среднем сумма указанных затрат оценена в размере 25 тыс. долл. США/км. Социальные взносы рассматриваются через Общую ставку по налогам и социальным взносам и отдельно не выделяются. Затраты газа на СТН отражаются через коэффициенты ϕ_{ij} в оптимизационной задаче (9)–(33) и во избежание двойного суммирования здесь не учитываются.

Срок полезного использования газопроводов принят равным сорока годам или восьми пятилетним периодам моделирования u ($s^p=8$).

В) Заводы по сжижению природного газа

В работе рассматривается возможность строительства заводов по производству СПГ мощностью 100, 500, 1500 и 2500 тыс. т в год (параметр Cap_b^l в ограничении (24) задачи развития ГСС).

Удельные затраты электроэнергии для среднетоннажных заводов по производству СПГ могут варьироваться в широком диапазоне в зависимости от технологических решений и режима работы оборудования. Кроме того, имеют место прямые потери в виде утечек газа. В данной работе коэффициент полезного выхода, отражающий потребление газа на СТН при сжижении χ , принят равным 91% (Приложение Б, Таблица Б.2) и в дальнейшем при необходимости анализа конкретных вариантов по строительству комплекса по производству СПГ может быть уточнён.

Капитальные и текущие затраты для заводов по производству СПГ были оценены на основе усреднённых показателей проектов аналогичной мощности (по данным [128] и другим открытым источникам).

В случае отсутствия проекта аналогичной мощности капитальные затраты оценивались по следующей формуле [129]:

$$CE_b^l = CE_{b^*}^l \left(\frac{CAP_b^l}{CAP_{b^*}^l} \right)^{0,9}, \quad (63)$$

где CE_b^l – капитальные вложения в строительство завода по производству СПГ типа $b \in B$;

$CE_{b^*}^l$ – капитальные вложения в строительство завода по производству СПГ типа b^* (завод сопоставимой мощности);

CAP_b^l – мощность проекта завода по производству СПГ типа b (параметр оптимизационной задачи);

$CAP_{b^*}^l$ – мощность проекта b^* .

Экспонента 0,9 отражает эффект экономии на масштабе производства.

Основные параметры, используемые в производственно-финансовых моделях заводов по производству СПГ, приведены в Приложении Б (Таблица Б.4).

Г) Системы приема, хранения и регазификации

Годовая производительность СПХР может варьироваться в широком диапазоне вследствие неравномерности газопотребления, на характер которой влияют структура потребления газа, климатические условия, режим работы промышленных предприятий, уклад жизни населения и наличие приборов учёта. Одним из

ключевых показателей количественной оценки данного фактора является коэффициент неравномерности газопотребления, который определяется как максимальный расход газа за период к среднему показателю за тот же период [130].

Годовая производственная мощность СПХР (параметр $CA P_a^r$ в задаче (9)–(33)) определяется по формуле:

$$\text{Мощность СПХР} = \frac{\text{Часовая производительность СПХР} \times 24 \times 365}{K_{\text{сут}} K_{\text{сез}}}, \quad (64)$$

где $K_{\text{сут}}$ – коэффициент внутрисуточной неравномерности газопотребления, характеризующий колебания расхода газа по часам в течение суток (Приложение Б, Таблица Б.2);

$K_{\text{сез}}$ – коэффициент сезонной неравномерности, характеризующий амплитуду колебаний суточного расхода газа в течение года, определяется как отношение максимального суточного потребления к среднесуточному потреблению за год (Приложение Б, Таблица Б.2).

В работе рассматриваются регазификационные установки на основе атмосферных испарителей часовой производительностью по выдаче природного газа равной 2 тыс. м³. Годовая мощность, рассчитанная по формуле (64), для СПХР с одной установкой составила 7,8 млн м³, а кластера, состоящего из двух установок, – 15,6 млн м³.

Основные показатели, используемые в производственно-финансовой модели СПХР, приведены в Приложении Б (Таблица Б.5).

Д) Тягачи для транспортировки СПГ

Для транспортировки СПГ в производственно-финансовой модели учитываются седельные тягачи с криогенными цистернами. Объём цистерны – 40 м³, масса транспортируемого СПГ – 14 т, срок полезного использования – 20 лет.

Максимальное количество СПГ, которое может быть перевезено за год от центра одной зоны к центру другой, определяется расстоянием между ними и скоростью движения автомобиля:

$$CA P_{eij}^v = m_e \frac{21 \times 365}{2 \frac{L_{ij}^{LNG}}{v} + T_{\text{цист}}}, \quad (65)$$

где t_1 – время движения автомобиля в течение суток при трехсменной работе с учётом остановок, ч;

365 – количество дней в году;

2 – коэффициент, учитывающий время на обратный рейс;

L_{ij}^{LNG} – расстояние по автодорогам от центра зоны i до j , км;

v – средняя скорость движения автомобиля, км/ч;

$T_{\text{цист}}$ – время слива/налива цистерны, ч;

m_e – масса СПГ в цистерне типа e , т.

Средняя скорость движения грузового автомобиля в расчётах принята равной 40 км/ч, время слива/налива цистерны – 2 ч.

В Приложении Б (Таблица Б.6) показаны предельные объёмы транспортировки СПГ, рассчитанные по формуле (65) и используемые в качестве ограничений (21) модели развития ГСС.

Седельные тягачи в качестве топлива используют СПГ, поэтому коэффициенты потребления газа на СТН подразумевают затраты СПГ в системе для его доставки. Расход топлива на перевозку СПГ от i до j рассчитаем согласно методике [131] по следующей формуле:

$$Q_{ije} = 0,01 (2H_{san} L_{ij}^{LNG} + H_w W_e) (1 + 0,01D), \quad (66)$$

где Q_{ije} – расход СПГ в качестве топлива при транспортировке цистерны с СПГ типа e от i до j , кг;

H_{san} – норма расхода СПГ на пробег автомобиля в снаряжённом состоянии без груза: $H_{san} = H_s + H_g G_{np}$, кг/100 км, где H_s – базовая норма расхода СПГ на пробег тягача в снаряжённом состоянии, кг/100 км (принята равной 27 кг/100 км); H_g – норма расхода СПГ на дополнительную массу полуприцепа, кг/100 т·км (принята равной 1,2 кг/т·км); G_{np} – собственная масса полуприцеп-цистерны, т (принята равной 19 т);

H_w – норма расхода СПГ на транспортную работу, кг/100 т·км (принята равной 1,2 кг/т·км);

W_e – объём транспортной работы, т·км: $W_e = m_e L_{ij}^{LNG}$;

D – поправочный коэффициент, % (принят равным 3%).

Тогда коэффициенты ψ_{eij} , отражающие потребление СПГ на СТН при его транспортировке, найдём по формуле:

$$\psi_{eij} = 1 - \frac{Q_{ije}}{1000 \times m_e}, \quad (67)$$

Значения коэффициентов ψ_{eij} , рассчитанных по формуле (67) и используемых в дальнейших оптимизационных вычислениях, а также оценки капитальных вложений и текущих затрат для одного тягача с криогенной цистерной, приведены в Приложении Б (Таблица Б.7, Таблица Б.8). Капитальные вложения включают в себя стоимость криогенной цистерны, тягача, транспортного участка и вспомогательного оборудования.

Приведённые в данном разделе показатели далее используются в производственно-финансовых моделях и оптимизационной задаче о развитии ГСС.

3.4. Направления формирования системы газоснабжения Монголии

Разработанная модель развития ГСС (параграф 2.2.2) была описана в программной среде AIMMS, и с использованием программного обеспечения для решения задач математического программирования CPLEX 20.1 [132] при параметрах, оценённых в параграфе 3.3, задача (9)–(33) была решена для четырёх рассматриваемых сценариев (Рисунок 3.2). Модель характеризуется следующей размерностью: количество ограничений – 47 472, количество переменных – 60 610, из них целочисленных – 26 200. Время решения составило 61 – 4 384 секунды в зависимости от сценария.

В Таблице 3.11 показана структура ГСС на конец каждого периода моделирования: длина газопроводов, количество тягачей для перевозки СПГ, мощность заводов по сжижению и СПХР. Решение задачи (9)–(33) отличается в зависимости от сценария: разным объёмам газопотребления и ценам на импортируемый СПГ соответствует своя оптимальная структура ГСС и этапность её развития. С ростом объёмов газопотребления возрастает сравнительная эффективность строительства газопроводов. В вариантах «Базовые цены на СПГ» для «Базового варианта газификации»

фикации» решение задачи о развитии ГСС включает строительство 280 км газопроводов, а для «Высокого уровня газификации» – 806 км. Аналогично для сценариев, в которых рассматривается ситуация сравнительно низких цен на импортируемый СПГ: в случае «Базового варианта газификации» строительство газопроводов не предполагается, а в случае «Высокого уровня газификации» вводится в эксплуатацию 182 км МГ.

Таблица 3.11 – Структура ГСС Монголии и этапность её строительства

Объект ГСС	Период моделирования			
	1	2	3	4
Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации				
Длина трубопроводов, км	-	-	280	280
Количество тягачей для перевозки СПГ, шт.	36	88	209	376
Мощность заводов по сжижению, тыс. т СПГ в год	200	600	1000	1000
Мощность СПХР, млн м ³ в год	136	255	527	729
Низкие цены на СПГ, базовый вариант газификации				
Количество тягачей для перевозки СПГ, шт.	19	51	188	329
Мощность СПХР, млн м ³ в год	136	255	569	818
Базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации				
Длина трубопроводов, км	280	806	806	806
Количество тягачей для перевозки СПГ, шт.	47	149	304	329
Мощность заводов по сжижению, тыс. т СПГ в год	200	700	1200	1200
Мощность СПХР, млн м ³ в год	68	306	458	491
Низкие цены на СПГ, высокий уровень газификации				
Длина трубопроводов, км	182	182	182	182
Количество тягачей для перевозки СПГ, шт.	19	125	328	370
Мощность СПХР, млн м ³ в год	117	480	653	733

По той же логике происходит ввод мощностей по сжижению в сценариях базовых цен на СПГ. В сценарии «Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации» суммарная годовая мощность заводов по сжижению составляет 1 млн т СПГ, в сценарии «Базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации» – 1,2 млн т.

Анализируя структуру ГСС в зависимости от конъюнктуры внешних рынков, отметим, что конкурентоспособность собственных заводов по сжижению падает вместе со снижением цен на импортируемый СПГ. Вследствие этого решение задачи не предусматривает ввод мощностей по производству СПГ ни в сценарии

«Низкие цены на СПГ, базовый вариант газификации», ни в сценарии «Низкие цены на СПГ, высокий уровень газификации».

Количество СПХР определяется наличием газопроводов и объёмом потребления газа: чем больше длина газопроводов, тем меньше суммарная мощность СПХР, и чем больше объём потребления газа, тем больше мощность СПХР. В сценарии «Базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации» длина газопроводов на конец периода моделирования составляет 806 км, а годовая мощность СПХР – 491 млн м³, в сценарии «Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации» – 280 км и 729 млн м³, в сценарии «Низкие цены на СПГ, высокий уровень газификации» – 182 км и 733 млн м³.

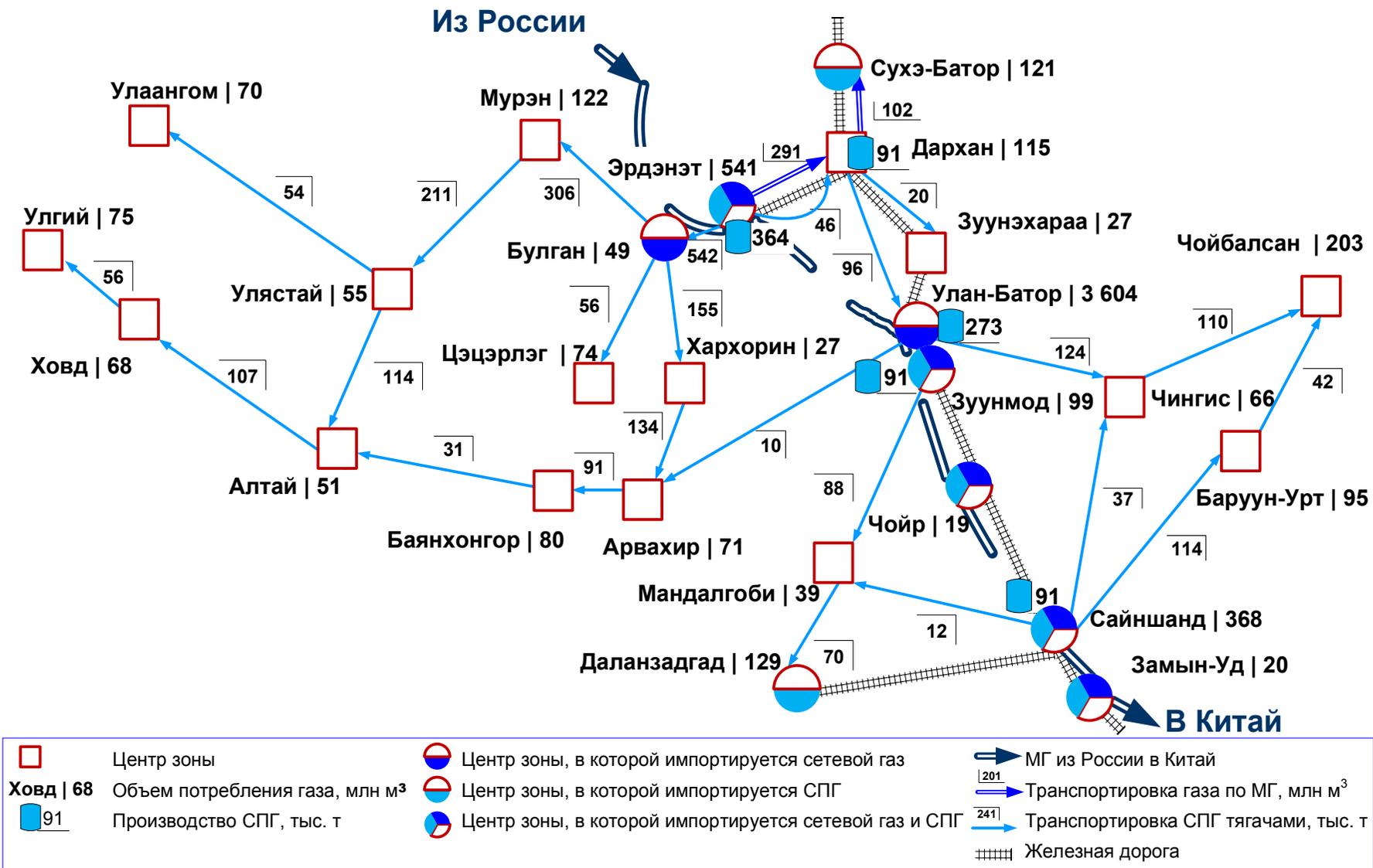
Этапность строительства объектов ГСС определяется темпами и масштабами газификации. Так, сравнивая сценарии «Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации» и «Базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации», отметим, что в «Базовом варианте газификации» все трубопроводы введены в эксплуатацию к третьему периоду моделирования, а в варианте «Высокий уровень газификации» – уже ко второму. Аналогично и для других объектов ГСС: если в «Базовом варианте газификации» к концу третьего периода моделирования введено в эксплуатацию 56% тягачей и 72% мощности по регазификации, то в варианте «Высокий уровень газификации» – 92% тягачей и 93% мощности по регазификации. Заводы по сжижению вводятся в эксплуатацию примерно одинаковыми темпами, однако их суммарная мощность выше для сценария «Базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации». Такую же динамику можно наблюдать и в разрезе вариантов «Низкие цены на СПГ»: чем выше объёмы потребления, тем быстрее вводятся в эксплуатацию тягачи и СПХР. В сценарии «Низкие цены на СПГ, базовый вариант газификации» к концу третьего периода введено 57% тягачей и 70% СПХР, в сценарии «Низкие цены на СПГ, высокий уровень газификации» – 89% тягачей и столько же процентов мощности по регазификации. Взаимосвязь между масштабами газификации и темпами строительства объектов ГСС объясняется оптимизацией загрузки производственных мощностей: в ряде случаев во избежание их простоя целесообразно отложить инвестиции до следующего периода.

На Рисунке 3.4 показаны объёмы транспортировки газа между зонами и объёмы производства СПГ, обозначены зоны, в которых происходит импорт сетевого газа (отбор из транзитного МГ) и СПГ (через которые проходит железная дорога), на конец интервала моделирования для четырёх сценариев.

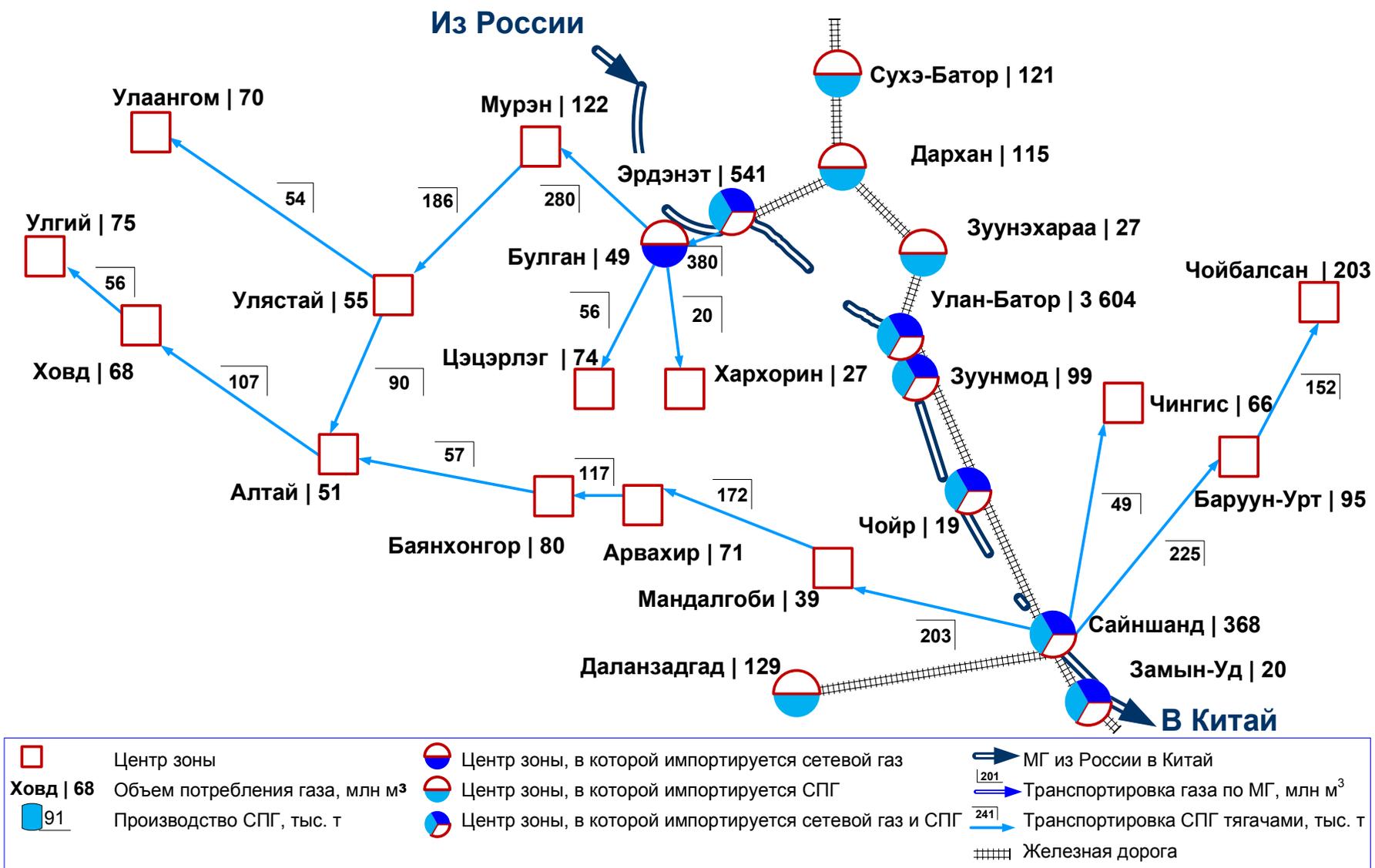
При росте цен на импортируемый СПГ структура ГСС усложняется: вводятся в эксплуатацию заводы по производству СПГ и МГ между аймаками. Соответственно, меняются и маршруты поставок СПГ: от заводов до зон-потребителей, а вместе с маршрутами – и требуемое количество тягачей. При снижении цен на импортируемый СПГ система его доставки становится менее разветвлённой: нет необходимости доставки СПГ до зон, через которые проходит железная дорога.

На востоке Монголии и между крупными населёнными пунктами оптимальным решением будет строительство газопроводов-отводов от транзитного МГ, а газификацию западной части страны целесообразно осуществлять на основе системы снабжения СПГ. При этом в сценарии «Низкие цены на СПГ, высокий уровень газификации» в оптимальный план задачи (9)–(33) входит МГ между городами Эрдэнэт и Дархан. В сценарии «Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации» строится МГ Эрдэнэт – Дархан – Сухэ-Батор, в сценарии «Базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации» дополнительно к нему – МГ Сайншанд – Барун-Урт – Чойбалсан. Диаметр газопроводов во всех случаях минимальный из рассматриваемых в модели – 325 мм, и в дальнейших расчётах при проведении предпроектных исследований он должен быть уточнен с учётом особенностей режима потребления газа для каждой категории предполагаемых абонентов и коэффициентов использования пропускной способности газопроводов.

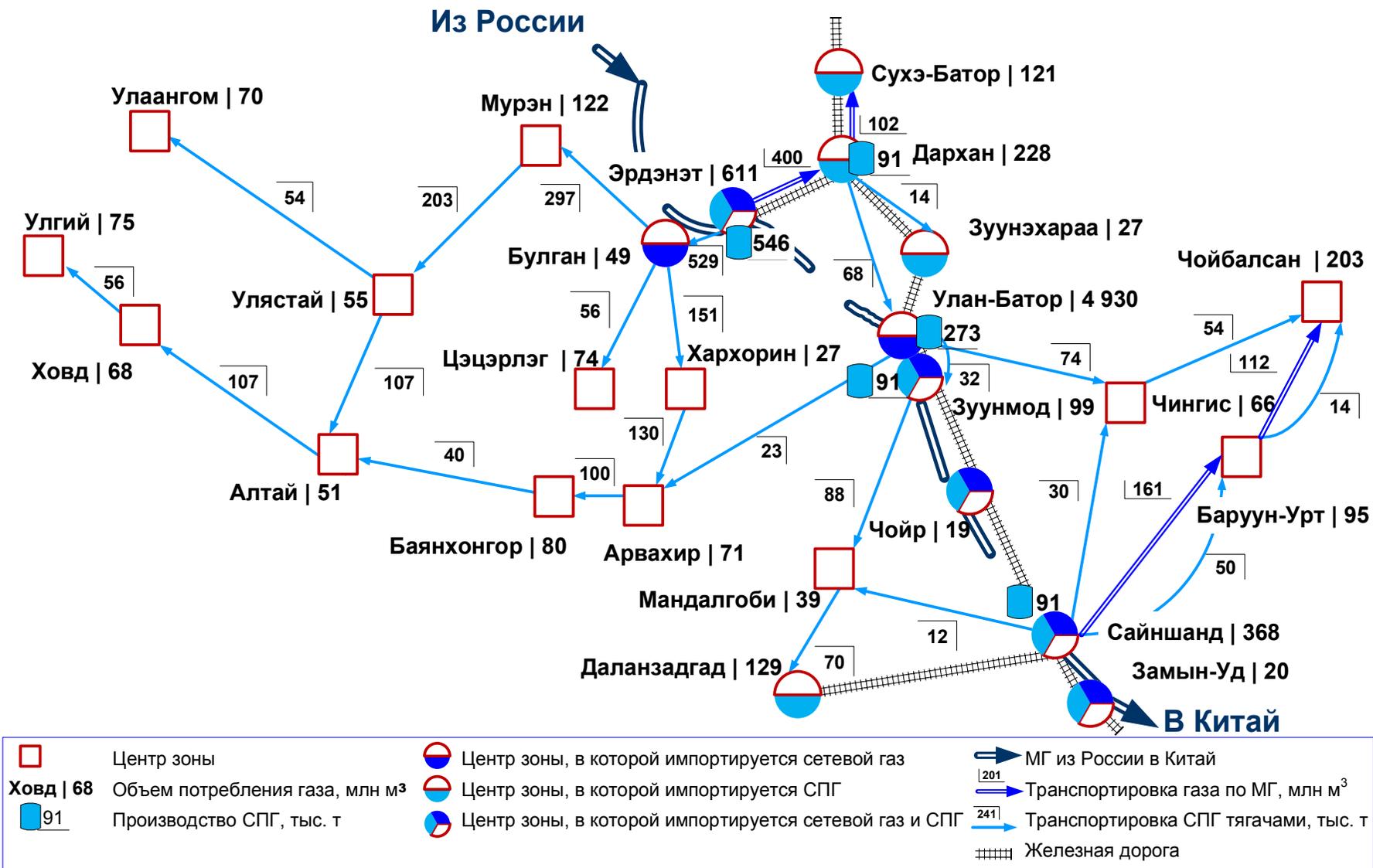
Важно отметить, что в вариантах «Базовые цены на СПГ» в различных зонах будут строиться заводы с предельным объёмом производства СПГ, составляющим 91 тыс. т в год (с учётом потребления газа на СТН) вместо одного завода большей мощности. Это обусловлено экономией затрат, в том числе энергетических, на транспортировку СПГ до зон-потребителей, временной стоимостью денег (отражаемой через дисконтирование) и более высоким коэффициентом загрузки производ-



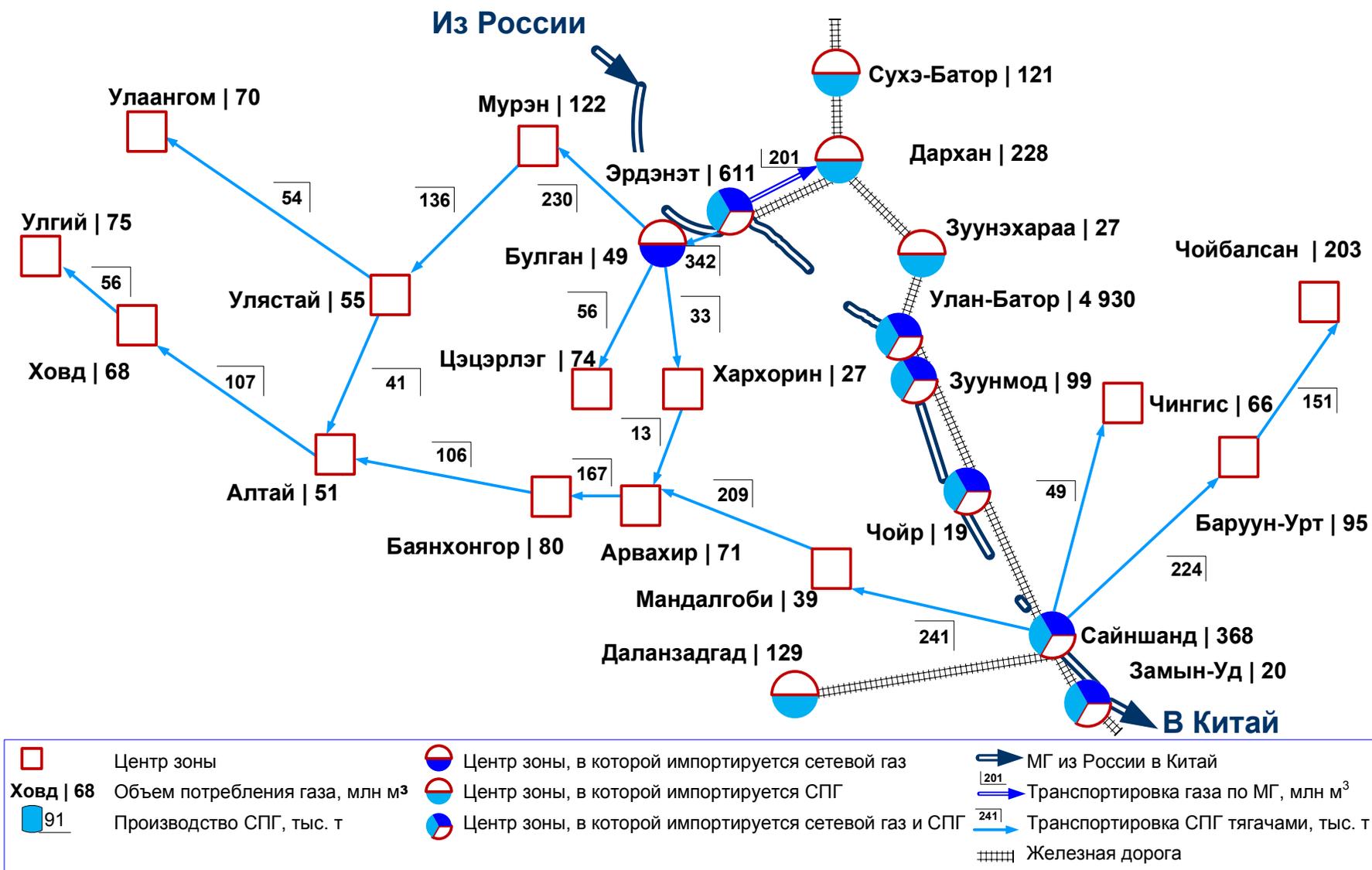
а) базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации



б) низкие цены на СПГ, базовый вариант газификации



в) базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации



г) низкие цены на СПГ, высокий уровень газификации

Рисунок 3.4 – Схема ГСС Монголии для четырёх сценариев на конец интервала моделирования

ственных мощностей модульных заводов СПГ при постепенном росте газопотребления. В сценарии «Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации» последовательно вводятся линии по сжижению с суммарным предельным объёмом производства равным 364 тыс. т в г. Эрдэнет и 273 тыс. т в г. Улан-Батор, по одному заводу с предельным объёмом производства СПГ равным 91 тыс. т в городах Зуунмод, Сайншанд и Дархан. В сценарии «Базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации» дополнительно вводятся две линии с предельным объёмом производства СПГ равным 91 тыс. т каждая в г. Эрдэнет.

В целом, сравнивая структуру ГСС для четырех сценариев, отметим, что с учётом ретроспективы вариант формирования и сохранения низких цен на импортируемый СПГ в долгосрочном периоде маловероятен, а рациональная область газопотребления ограничена межтопливной конкуренцией. Таким образом, сценарий «Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации» можно рассматривать в качестве референтного. Из этого следует, что основные направления газификации Монголии связаны со строительством заводов по производству СПГ на конце отводов от транзитного газопровода из России в Китай, более детального рассмотрения требует вопрос строительства газопровода между городами Дархан и Эрдэнет.

На Рисунке 3.5 показана структура импорта природного газа на конец каждого рассматриваемого периода моделирования. Снижение цен на СПГ приводит к росту его доли в импорте из-за экономии на затратах по сжижению. Однако, трубопроводный газ остается главным источником поставок даже в условиях благоприятной для СПГ конъюнктуры. Причиной является то, что рассматриваемый в модели маршрут транзитного МГ из России в Китай проходит в непосредственной близости от крупнейших городов Монголии, характеризующихся наибольшей перспективной потребностью в газе.

Сравнивая сценарии «Базовый вариант газификации» со сценариями «Высокий уровень газификации», можно заметить, что при увеличении потребности в газе уменьшается доля импорта СПГ. Это происходит потому, что при увеличении

газопотребления строительство дополнительных заводов по сжижению и газопроводов становится более эффективным решением с экономической точки зрения, чем увеличение импорта СПГ.

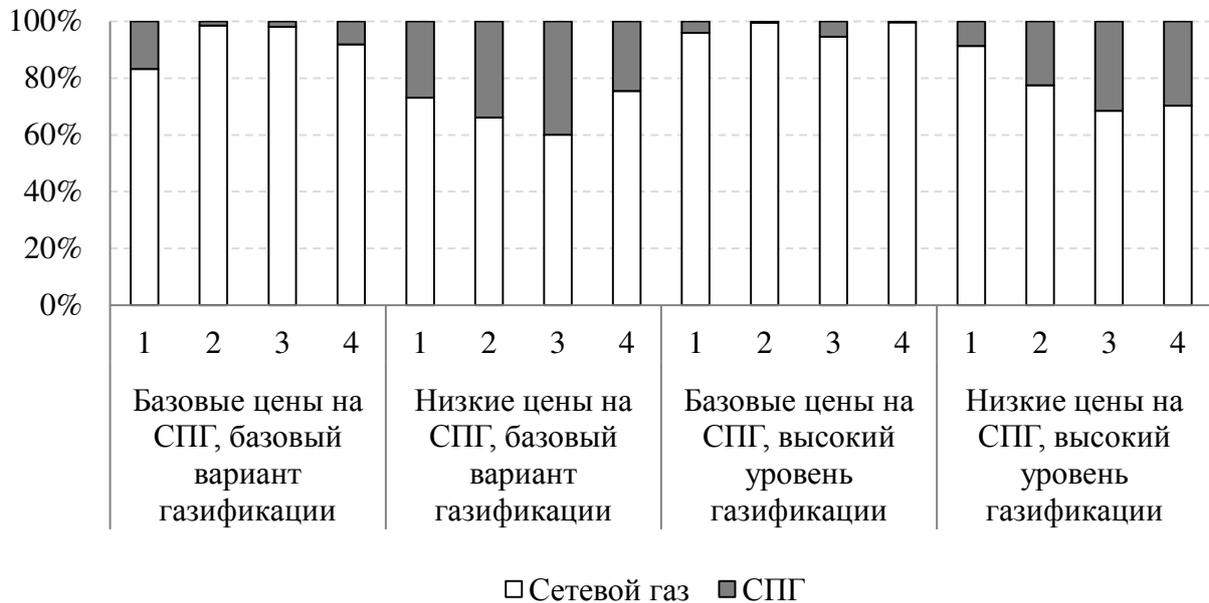


Рисунок 3.5 – Структура импорта природного газа по сценариям в динамике по периодам моделирования

Резюмируя вышеизложенные наблюдения относительно структуры импорта газа, можно прийти к выводу о том, что транзитный газопровод Россия – Китай, пролегающий через основные центры потребления газа на территории Монголии, обладает высокой конкурентоспособностью по сравнению с импортом СПГ даже в условиях низких цен на него и должен стать основой обеспечения потребности Монголии в природном газе на долгосрочную перспективу.

Объём, динамика и структура инвестиций в строительство объектов ГСС варьируются в зависимости от сценария. В условиях низких цен на импортируемый СПГ строительство собственных заводов по сжижению утрачивает экономическую привлекательность, в результате объём инвестиций сокращается (Таблица 3.12).

На Рисунке 3.6 показана структура инвестиций по типу объектов ГСС. Для сценариев «Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации» и «Базовые цены

на СПГ, высокий уровень газификации» наибольших капитальных вложений требует строительство заводов по сжижению. В сценарии «Низкие цены на СПГ, базовый вариант газификации» инвестиции в строительство СПХР составляют 64%, а оставшиеся 36% приходятся на систему автотранспорта СПГ. В сценарии «Низкие цены на СПГ, высокий уровень газификации» инвестиции в СПХР составляют 49%, автотранспорт СПГ – 35%, на строительство МГ газопровода между городами Эрдэнэт и Дархан – 16%.

Таблица 3.12 – Кумулятивный объём инвестиций в объекты ГСС (без учёта дисконтирования) за интервал моделирования, млрд долл.

Сценарий	Объём инвестиций
Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации	1,5
Низкие цены на СПГ, базовый вариант газификации	0,2
Базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации	1,8
Низкие цены на СПГ, высокий уровень газификации	0,3

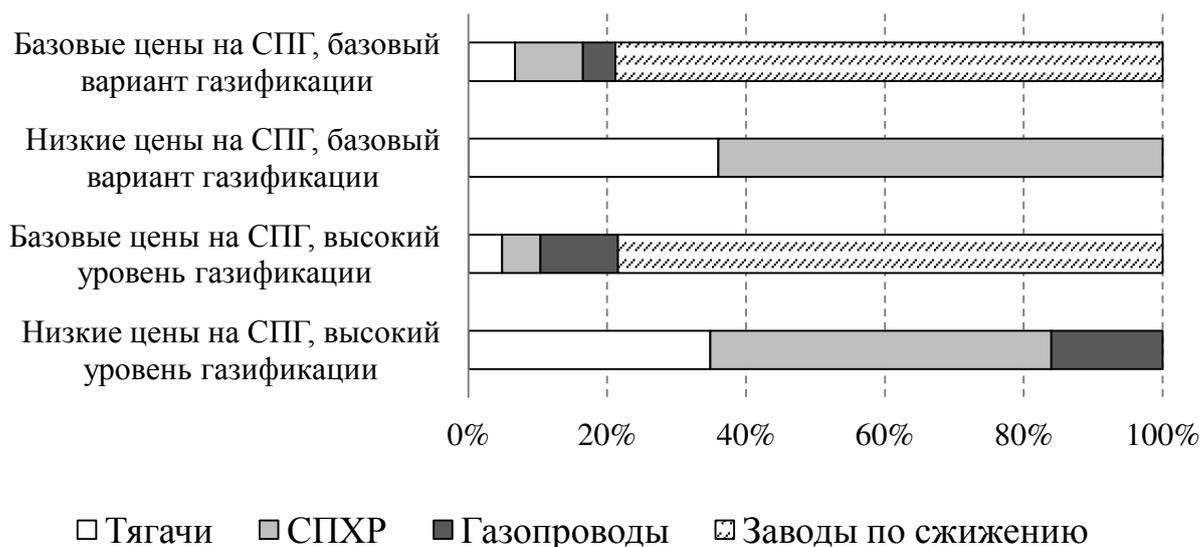


Рисунок 3.6 – Структура инвестиций в создание ГСС Монголии по типу объектов по сценариям

На Рисунке 3.7 иллюстрируется динамика инвестиций (без учёта дисконтирования), отражающая темпы ввода новых мощностей в эксплуатацию. В первом периоде инвестиции в строительство объектов ГСС должны составить 13–25% от общего объёма за весь интервал моделирования. Для всех сценариев, кроме сценария «Низкие цены на СПГ, базовый вариант газификации», не предполагающего ни

строительства газопроводов, ни заводов по сжижению, инвестиции между вторым и третьим периодами распределены равномерно, а четвертый период наименее капиталоемкий.

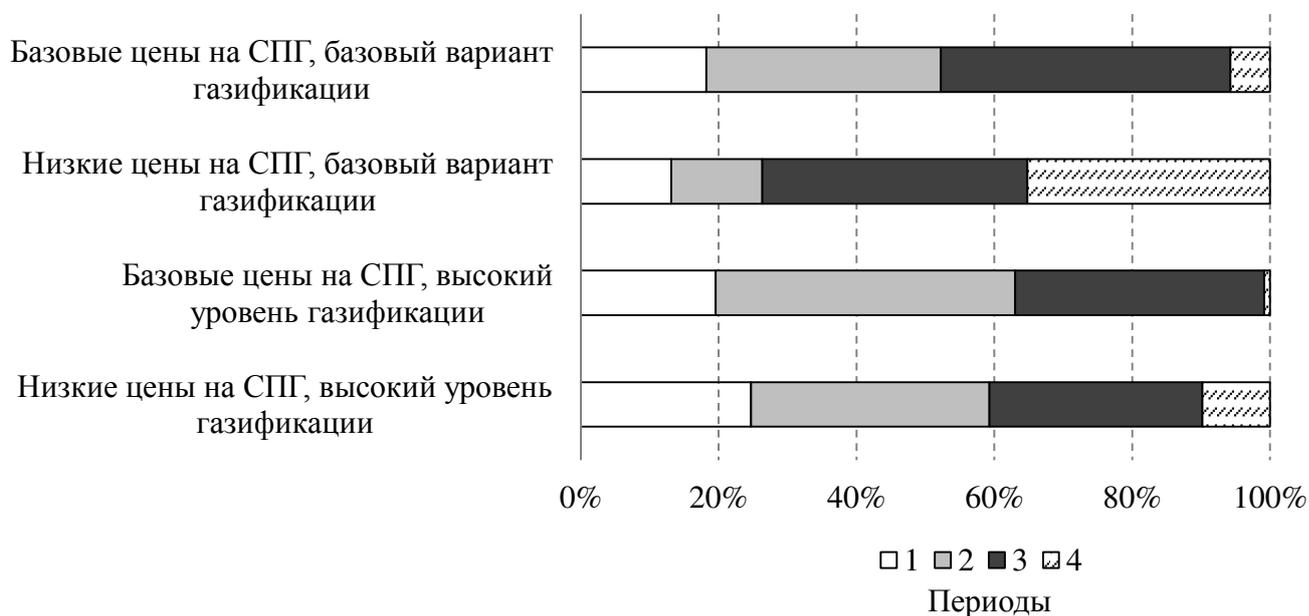


Рисунок 3.7 – Структура инвестиций в создание ГСС Монголии по периодам моделирования

С течением времени по мере сужения неопределённости оптимизационные вычисления должны актуализироваться, в частности, уточнению подлежит решение для последнего периода моделирования. Так, если в периоде, выходящем за рамки интервала моделирования, спрос на газ продолжит расти, то в предшествующих периодах необходимо рассмотреть ввод дополнительных мощностей по сжижению и/или МГ. Если же спрос на газ начнет стагнировать и станет снижаться, то новые мощности будут вводиться лишь для замены выбывающих.

Таким образом, при моделировании необходимо задавать интервал, соответствующий стратегическим целям энергетической политики и срокам окупаемости проектов по созданию объектов ГСС, а долгосрочные прогнозы развития энергетики должны регулярно обновляться.

3.5. Экономически обоснованные цены на газ в Монголии

Согласно алгоритму, описанному в параграфе 2.3, на основе решения оптимизационной задачи о формировании ГСС Монголии и с использованием производственно-финансовых моделей её объектов были рассчитаны экономически обоснованные цены на газ для каждого из четырех рассматриваемых сценариев. Результаты приведены в Таблице 3.13.

Цены на сетевой газ соответствуют потокораспределению газа по сценариям (Рисунок 3.4) и представляют собой цены на газ, поставляемый в зону по МГ или на регазифицируемый СПГ. Дополнительно в Таблице 3.13 приводятся цены, средневзвешенные по объёмам потребления газа.

Для всех сценариев наиболее низкие цены на сетевой газ наблюдаются в зонах, через которые проходит транзитный МГ из России в Китай, на СПГ – в зонах, где имеется железная дорога, и находятся заводы по сжижению.

Результаты показывают, что чем ниже внешнеторговые цены на СПГ, тем ниже экономически обоснованные цены на газ, причём не только на СПГ, но и на сетевой газ. Причина заключается в отсутствии необходимости строительства МГ в сценариях «Низкие цены на СПГ». Так в сценарии «Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации» средневзвешенная цена на сетевой газ составляет 210 долл./тыс. м³, на СПГ – 449 долл./т, а в сценарии «Низкие цены на СПГ, базовый вариант газификации» – 195 долл./тыс. м³ и 304 долл./т соответственно. Аналогично для вариантов «Высокий уровень газификации» данные оценки составляют 205 долл./тыс. м³ и 447 долл./т в случае «Базовых цен на СПГ» и 192 долл./тыс. м³ 303 долл./т в случае «Низких цен на СПГ».

С точки зрения масштабов газификации, рост объёмов газопотребления обеспечивает незначительное снижение цен на газ. Так для варианта «Базовые цены на СПГ» при «Базовом варианте газификации» цены на сетевой газ составят 210 долл./тыс. м³ и на СПГ – 449 долл./т, при «Высоком уровне газификации» – 205 долл./тыс. м³ и 447 долл./т соответственно. Для варианта «Низкие цены на СПГ»

Таблица 3.13 – Экономически обоснованные цены на газ в Монголии

Сценарий	Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации		Низкие цены на СПГ, базовый вариант газификации		Базовые цены на СПГ, высокий уровень газификации		Низкие цены на СПГ, высокий уровень газификации	
	Сетевой газ, долл./тыс. м ³	СПГ, долл./т	Сетевой газ, долл./тыс. м ³	СПГ, долл./т	Сетевой газ, долл./тыс. м ³	СПГ, долл./т	Сетевой газ, долл./тыс. м ³	СПГ, долл./т
Улястай	395	470	287	323	386	457	287	323
Алтай	405	485	298	339	397	474	301	341
Улгий	406	502	299	357	396	489	304	362
Ховд	405	490	298	346	396	479	298	349
Улаангом	398	492	291	346	388	479	289	344
Эрдэнэт	172	435	172	287	172	422	172	287
Арвахир	375	458	267	311	365	448	266	310
Хархорин	383	453	277	309	374	440	276	309
Булган	173	439	173	291	173	426	173	291
Баянхонгор	382	463	276	318	373	451	277	321
Цэцэрлэг	381	451	273	304	372	439	274	305
Мурэн	372	453	263	306	362	441	263	306
Зуунмод	181	433	181	314	181	432	181	314
Чойр	184	471	184	300	184	471	184	300
Сухэ-Батор	283	464	260	292	311	464	260	292
Зуунэхараа	382	454	271	303	395	471	271	303
Сайншанд	189	442	189	282	189	449	189	282
Замын-Уд	193	435	193	264	193	435	193	264
Дархан	219	445	256	300	209	463	251	300
Даланзадгад	377	460	262	303	384	464	262	303
Мандалгоби	377	446	267	297	377	447	266	296
Чойбалсан	376	465	259	306	500	470	259	305
Баруун-Урт	375	457	257	295	363	466	257	295
Чингис	376	450	262	295	377	452	262	296
Улан-Батор	180	433	180	318	180	435	180	318
Средневзвешенная цена	210	449	195	304	205	447	192	303

при «Базовом варианте газификации» цены на сетевой газ составят 195 долл./тыс. м³ и на СПГ – 304 долл./т, при «Высоком уровне газификации» – 192 долл./тыс. м³ и 303 долл./т соответственно.

Важно отметить, что экономически обоснованные цены на газ во всех сценариях значительно выше, чем текущие цены на уголь [91] в Монголии. Таким образом, ориентация только на затратный критерий не дает стимулов к газификации, за счёт которой возможно улучшить экологические характеристики работы предприятий ТЭК.

3.6. Выводы

Анализ существующего состояния ТЭК Монголии позволил выявить следующие предпосылки для газификации страны: необходимость решения проблемы загрязнения воздуха, потребность в повышении манёвренности ЭЭС и обновлении основных фондов ТЭС и котельных (инвестиционные затраты на замену оборудования придётся нести вне зависимости от того, будет ли осуществлён перевод на газ), цели Монголии по уровню эмиссии парниковых газов.

Выполнена параметризация моделей развития ГСС и её объектов, и сформированы четыре сценария моделирования, отличающиеся ценами на импортируемый СПГ и масштабами газификации.

Анализ результатов оптимизационных расчётов на основе предлагаемых моделей позволил сделать следующие выводы относительно структуры и этапности развития ГСС и перспектив расширения внешних энергетических связей.

1. Отбор газа из транзитного МГ из России в Китай обладает высокой конкурентоспособностью даже в условиях низких внешнеторговых цен на СПГ.

2. Ввиду низких объёмов перспективного газопотребления, рациональным вариантом газификации представляется строительство среднетоннажных заводов по производству СПГ с его последующей доставкой потребителям в криогенных цистернах и регазификацией.

3. Вместе с тем при текущих ценах на уголь на внутреннем рынке Монголии газификация страны при любом сценарии возможна только в случае создания финансово-экономических механизмов, позволяющих повысить привлекательность природного газа с точки зрения межтопливной конкуренции.

4. Формирование ГСС Монголии предполагает реализацию разнообразных инвестиционных проектов, что открывает дополнительные возможности для международного сотрудничества, включая совместные предприятия, поставку криогенного оборудования, обмен научно-техническими знаниями, а также обучение персонала. Таким образом, перспективы энергетической кооперации России и Монголии в сфере газовой промышленности выходят за рамки торговли СПГ и транзита газа через территорию Монголии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа посвящена разработке методического подхода к исследованию перспективных направлений формирования двухсегментных ГСС, включающих в себя МГ и системы снабжения СПГ, с учётом внешних энергетических связей. СПГ при моделировании выступает и как промежуточный энергоноситель для транспортировки газа, и как топливо для энергоснабжения потребителей, удалённых от МГ.

Основные результаты исследования состоят в следующем.

1. Предложена схема исследования по оценке перспектив развития ГСС, основанная на использовании комплекса разработанных автором взаимосвязанных математических моделей ГСС в целом и её объектов. Посредством применения данной схемы определяются рациональная структура (тип, мощность и расположение объектов) и этапность развития ГСС, а также экономически обоснованные цены на газ. При этом учитываются такие факторы, как предполагаемые темпы и масштабы газификации, наличие перспективных потребителей, удалённых от МГ, потребность в СПГ как моторном топливе, потребление газа на СТН, капиталоемкость и инвестиционная привлекательность проектов по созданию объектов ГСС, конъюнктура международного газового рынка.

Разработанный инструментарий может использоваться как обособленно, так и в рамках модельно-информационных комплексов, предназначенных для прогнозирования развития ТЭК.

2. Разработана модель развития ГСС, сформированная в виде задачи СЦЛП, отличительными чертами которой являются наличие отдельных материальных балансов сетевого газа и СПГ, а также возможность отражения противоположно направленного влияния таких факторов как эффект масштаба (при увеличении мощности объекта удельные капиталовложения снижаются) и уровень загрузки мощностей (чем ниже уровень загрузки, тем выше должен быть тариф, обеспечивающий окупаемость проектов по строительству объектов ГСС) на рациональную структуру ГСС и экономически обоснованные цены на газ.

3. Разработаны имитационные производственно-финансовые модели объектов ГСС, взаимосвязанные и согласованные по параметрам с оптимизационной моделью её развития через

а) динамику затрат,

б) структуру затрат (потребление газа на СТН не включается в текущие затраты в производственно-финансовых моделях, так как этот элемент отражается через материальные балансы оптимизационной модели развития ГСС, что позволяет избежать «двойного учёта»),

в) объёмы транспортировки природного газа по МГ, производства и транспортировки СПГ.

Такая согласованность обеспечивает сопоставимость расчётов при последовательном использовании двух типов моделей. Таким образом, производственно-финансовые модели выполняют две функции: с их помощью оцениваются финансово-экономические параметры, используемые в оптимизационной модели развития ГСС, и рассчитываются тарифы на транспортировку газа (по МГ и в форме СПГ), сжижение и регазификацию.

4. Разработан алгоритм расчёта экономически обоснованных цен на газ, основанный на последовательном использовании модели развития ГСС и производственно-финансовых моделей её объектов. Данный алгоритм позволяет обеспечить взаимосвязь между моделью развития ГСС и моделями других отраслевых систем энергетики, с тем чтобы в дальнейших исследованиях уточнить прогноз газопотребления по результатам анализа межтопливной конкуренции.

5. Предложен метод декомпозиции потребности в природном газе на сетевой газ и СПГ в зависимости от направления его использования, расстояния между потенциальными потребителями и МГ и объёма газопотребления.

На примере Монголии в работе показано, что наличие потребности в СПГ со стороны отдельных сегментов транспортного сектора и удалённых от МГ населённых пунктов является важным фактором развития ГСС. При этом потребность в СПГ может обеспечиваться как за счёт его импорта, так и путём строительства соб-

ственных заводов по сжижению. Таким образом, для стран и регионов с недостаточным уровнем добычи природного газа объёмы импорта СПГ и трубопроводного газа определяются соотношением цен на эти энергоносители и структурой потребления газа в зависимости от агрегатного состояния.

6. Разработанный методический подход был использован для оценки перспективных направлений формирования ГСС Монголии на основе внешних энергетических связей и с учётом СПГ-технологий.

Анализ проблем и вызовов, стоящих перед ТЭК Монголии, позволил выявить следующие предпосылки газификации: возможность снижения выбросов ЗВ и эмиссии парниковых газов, образующихся при сжигании котельно-печного и моторного топлива; необходимость повышения манёвренности ЭЭС и обновления основных фондов ТЭЦ и котельных; перспективы укрепления внешнеэкономических связей с Китаем и Россией.

В качестве потенциальных источников поставок газа рассматривалось два варианта: отбор газа из перспективного транзитного МГ из России в Китай и импорт СПГ из России или Китая по железной дороге.

При моделировании перспективной ГСС Монголии были рассмотрены четыре сценария, отличающиеся объёмами потребления газа и внешнеторговыми ценами на СПГ. Согласно результатам моделирования, природный газ, отбираемый из транзитного МГ из России в Китай, играет основную роль в структуре импорта газа во всех сценариях, что подтверждает высокую конкурентоспособность поставок по данному направлению.

Рациональным вариантом газификации для аймаков, через территорию которых пройдёт перспективный транзитный МГ, представляется строительство отводов от этого газопровода, а для других регионов Монголии – доставка СПГ в криогенных цистернах. Целесообразность строительства заводов по сжижению газа (а следовательно, и объёмы импорта СПГ) зависит от соотношения внешнеторговых цен на импортируемый СПГ и трубопроводный газ. При этом модельные расчёты показали, что в Монголии при поэтапном росте газопотребления строительство не-

скольких заводов по сжижению газа в разные периоды времени и в разных регионах является более рациональным решением, чем строительство одного завода большей мощности.

Уровень экономически обоснованных цен на сетевой газ и СПГ в Монголии варьировался в зависимости от сценария, однако в каждом случае он оставался существенно выше, чем цены на уголь – наиболее широко используемый вид топлива в стране. Таким образом, для стимулирования притока инвестиций в газовую отрасль, который позволит трансформировать ТЭБ Монголии в сторону повышения экологичности и обеспечит обновление основных фондов в энергетике, необходимы дополнительные финансово-экономические и правовые механизмы. В дальнейших исследованиях прогноз потребления газа в Монголии должен быть скорректирован с учётом этого обстоятельства.

Газификация Монголии создаёт предпосылки для взаимовыгодного сотрудничества этой страны с Россией и Китаем не только в сфере торговли газом, но и в области СПГ-технологий, проектного менеджмента и строительства объектов ГСС, что должно способствовать укреплению и устойчивому развитию внешних энергетических связей между Монголией и граничащими государствами.

Результаты, полученные при оценке направлений создания ГСС Монголии, на наглядном примере показывают практическую значимость разработанного инструментария. Предложенный методический подход может быть применён для оценки перспективных направлений развития ГСС и на других территориях, в настоящее время не обеспеченных природным газом.

Список сокращений и условных обозначений

ВА	–	Восточная Азия
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ГСС	–	газоснабжающая система
ЕСГ	–	Единая система газоснабжения
ЗВ	–	загрязняющее вещество
ИСЭМ СО РАН	–	Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук
КС	–	компрессорная станция
МГ	–	магистральный газопровод
СВА	–	Северо-Восточная Азия
СПГ	–	сжиженный природный газ
СПХР	–	система приема, хранения и регазификации
СТН	–	собственные технологические нужды
СЦЛП	–	смешанное целочисленное линейное программирование
ТТР	–	товаро-транспортная работа
ТЭБ	–	топливно-энергетический баланс
ТЭК	–	топливно-энергетический комплекс
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЭЭС	–	электроэнергетическая система

Список литературы

1. World Energy Balances Highlights // International Energy Agency : [сайт]. – URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights> (дата обращения: 14.04.2023).
2. Акопова, Г. С. Индикаторы экологической результативности и безопасности эксплуатации автотранспортных средств на природном газе / Г. С. Акопова, Н. Л. Власенко, Р. В. Тетеревлев // Транспорт на альтернативном топливе. – 2014. – № 2. – С. 33–43.
3. Майсюк, Е. П. Экологическая оценка использования разных видов топлива для производства энергии в арктических районах Дальнего Востока / Е. П. Майсюк, И. Ю. Иванова // Арктика: экология и экономика. – 2020. – № 1. – С. 26–36.
4. Экологическая эффективность производства и использования природного газа на основе оценки полного жизненного цикла / О. Е. Аксютин, А. Г. Ишков, К. В. Романов [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – Спецвыпуск № 1. – С. 18–25.
5. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГИЭК. В 3 томах. Том 2. Энергетика. Глава 1 / А. Гарг, К. Казунари, Т. Пуллес. – Хаяма : ИГЕС, 2006. – 31 с. – ISBN 92-9169-420-7.
6. Мелентьев, Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики : учеб. пособие / Л. А. Мелентьев. – Москва : Высш. школа, 1976. – 336 с.
7. Макаров, А. А. Модельно-информационный комплекс для исследования перспектив энергетического комплекса России / А. А. Макаров // Управление развитием крупномасштабных систем / Под редакцией А. Д. Цвиркуна. – Москва : Издательство физико-математической литературы, 2012. – С. 102–184.
8. Documentation for the TIMES Model / R. Loulou, U. Remne, A. Kanudia [et al.]. – 2005. – 78 p. – URL: <http://iea-etsap.org/docs/TIMESDoc-Intro.pdf> (дата обращения: 12.07.2022).

9. World energy model documentation / IEA. – 2021. – 111 p. – URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/932ea201-0972-4231-8d81-356300e9fc43/WEM_Documentation_WEO2021.pdf (дата обращения: 12.05.2022).
10. World Energy Projection System Plus Model Documentation // U. S. Energy Information Administration : [сайт]. – URL: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/weps/documentation/> (дата обращения: 12.07.2022).
11. Documentation of the national energy modeling system (NEMS) modules // U. S. Energy Information Administration : [сайт]. – URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/> (дата обращения: 2.07.2022).
12. The MESSAGEix framework : [сайт] / IIASA. – URL: <https://docs.messageix.org/en/stable/> (дата обращения: 12.07.2022).
13. IEEJ Outlook 2023 / R. Casaubon, S. Endo, R. Etou [et al.]. – 2022. – URL: <https://eneken.ieej.or.jp/data/10974.pdf> (дата обращения: 14.04.2023).
14. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А. А. Макарова, Л. М. Григорьева, Т. А. Митровой. – Москва : ИНЭИ РАН-АЦ при Правительстве РФ, 2015. – 400 с. – ISBN 978-5-91438-019-6.
15. Иерархическое моделирование систем энергетики / отв. ред. Н. И. Воропай, В. А. Стенников ; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ие, Ин-т систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. – Новосибирск : Академическое изд-во «Гео», 2020. – 314 с.
16. Русакова, В. В. Теория и практика разработки стратегии газовой отрасли / В. В. Русакова, А. С. Казак. – Москва : НИИГазэкономика, 2011. – 296 с.
17. Попов, С. П. Методический подход к оценке потребности в российских энерго-ресурсах на рынках Восточной Азии / С. П. Попов // Седьмые Мелентьевские чтения. – Москва : ИНЭИ РАН, 2013. – С. 116–127.
18. Popov, S. P. East Asia as an object for Russia-Mongolia energy cooperation / S. P. Popov, D. V. Maksakova // Energy Systems Research. – 2018. – Vol. 1, № 4. – Pp. 45–55.
19. 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. – ISBN 978–5–02–023283–9.

20. Попов, С. П. Газовая промышленность Китая: новый ресурс развития / С. П. Попов // Пространственная экономика. – 2013. – № 2. – С. 22–48.
21. Санеев, Б. Г. Газификация Монголии: возможности многостороннего сотрудничества / Б. Г. Санеев, С. П. Попов, Д. В. Максакова // Энергетическая политика. – 2020. – № 3. – С. 34–45.
22. Эффективность межгосударственных электрических связей / Л. С. Беляев, С. В. Подковальников, В. А. Савельев, Л. Ю. Чудинова ; отв. ред. Н. И. Воропай ; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. – Новосибирск : Наука, 2008. – 239 с. – ISBN 978-5-02-023220-4.
23. Техничко-экономическая модель автономного комплекса по производству «зелёного» водорода и её апробация на примере Монголии и Японии / С. П. Попов, В. А. Шакиров, А. В. Колосницын [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 11. – С. 124–139.
24. Попов, С. П. Оценка возможностей и направлений создания электроводородной инфраструктуры в Северо-Восточной Азии / С. П. Попов, Д. В. Максакова, О. А. Балдынов // Геоэкономика энергетики. – 2022. – № 1. – С. 132–155.
25. World Gas Model // NexantECA (BVI) Limited : [сайт]. – URL: <https://www.nexanteca.com/program/world-gas-model> (дата обращения: 7.04.2023).
26. Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск : Наука, 2010. – 686 с. – ISBN 978-5-02-018968-3.
27. Энергетика страны и регионов. Теория и методы управления / А. И. Гриценко, А. А. Макаров, Ю. Н. Руденко [и др.]. – Новосибирск: Наука, 1988. – 224 с. – ISBN 5-02-029433-0.
28. Флагман газовой науки. ВНИИГАЗу – 70 лет. – Москва : Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 468 с. – ISBN 978-5-89754-095-2.
29. Илькевич, Н. И. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения / Илькевич Н. И., Дзюбина Т. В., Калинина Ж. В. – Новосибирск : Наука, 2014. – 217 с. – ISBN 978-5-02-019187-7.

30. Илькевич, Н. И. Анализ основных тенденций инновационного преобразования математической модели потокораспределения в газоснабжающих системах и приобретаемых ими новых свойств / Н. И. Илькевич, Т. В. Дзюбина, Ж. В. Калинина // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2019. – Т. 23, № 5. – С. 924–933.
31. Сендеров, С. М. Методы поиска критически важных объектов газотранспортной сети России с позиций работоспособности отрасли / С. М. Сендеров, А. В. Еделев // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – 2016. – № 2. – С. 278–289.
32. Елисеева, О. А. Исследование перспектив и анализ рисков развития газовой отрасли России / О. А. Елисеева, А. С. Лукьянов, А. Э. Тарасов // Известия РАН. Энергетика. – 2010. – № 4. – С. 119–132.
33. Тарасов, А. Э. Моделирование перспектив трансформации газовой отрасли РФ в условиях ужесточения конкуренции / А. Э. Тарасов // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2019) : материалы Двенадцатой междунар. конфер, 1–3 окт. 2019 г., Москва / под общ. ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна ; Ин-т проблем упр. им. В.А. Трапезникова Рос. акад. наук. – Электрон. Текстовые дан. (26,1 Мб). – Москва : ИПУ РАН, 2019. – С. 244–247.
34. Акинфиев, В. К. Инвестиционные модели планирования развития крупномасштабных систем / В. К. Акинфиев, А. В. Карибский, А. Д. Цвиркун // Автомат. и телемех. – 1980. – № 3. – С. 123–134.
35. Цвиркун, А. Д. Модели пространственного развития производственно-транспортных систем с учетом фактора рыночного ценообразования / А. Д. Цвиркун, В. К. Акинфиев, М. В. Коротеев // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2019) : материалы Двенадцатой междунар. конфер, 1–3 окт. 2019 г., Москва / под общ. ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна ; Ин-т проблем упр. им. В.А. Трапезникова Рос. акад. наук. – Электрон. Текстовые дан. (26,1 Мб). – Москва : ИПУ РАН, 2019. – ISBN 978-5-91450-237-6. – С. 31–38.
36. Сухарев, М. Г. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов / М. Г. Сухарев, А. М. Карасевич. – Москва : ГУП Изд-во «Нефть

- и газ» : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000. – 271 с. – ISBN 5-7246-0150-8.
37. Сухарев, М. Г. Проблемы развития территориальных систем газоснабжения / М. Г. Сухарев, И. В. Тверской, А. В. Белинский, Р. В. Самойлов // Газовая промышленность. – 2009. – № 10. – С. 68–70.
38. Сухарев, М. Г. Модели надежности газоснабжающих систем / М. Г. Сухарев, А. М. Карасевич // Автомат. и телемех. – 2010. – № 7. – С. 149–159.
39. Сухарев, М. Г. Проблемы развития и реконструкции Единой системы газоснабжения / М. Г. Сухарев, М. Г. Рухлядко. – Известия РАН. Энергетика. – 2011. – № 1. – С. 95–104.
40. Сухарев, М. Г. Влияние недостоверности информации при планировании режимов систем газоснабжения и принятии решений по их развитию / М. Г. Сухарев, В. С. Кулик // Известия РАН. Энергетика. – 2015. – № 4. – С. 69–82.
41. Энергоэффективные режимы газотранспортных систем и принципы их обеспечения / А. М. Карасевич, М. Г. Сухарев, А. В. Белинский [и др.] // Газовая промышленность. – 2012. – № 1. – С. 30–34.
42. Сухарев, М. Г. Влияние фактора системной надежности на решения при планировании развития и реконструкции объектов системы газоснабжения / М. Г. Сухарев, Е. Р. Ставровский, В. С. Шелекета // Вести газовой науки. – 2017. – № 1. – С. 4–12.
43. Сухарев, М. Г. Состояние и перспективы совершенствования математического и компьютерного обеспечения в сфере оперативного управления и среднесрочного планирования режимов крупномасштабных газотранспортных систем / М. Г. Сухарев, Р. В. Попов // Вести газовой науки. – 2018. – № 2. – С. 4–13.
44. Долгов, С. И. Подход к моделированию работы больших газотранспортных систем в условиях крупномасштабных возмущений с применением методов линейного программирования / С. И. Долгов, Е. В. Пожидаев // Вести газовой науки. – 2020. – № 1. – С. 32–39.

45. Концептуальные вопросы моделирования развития газотранспортной системы / Н. М. Сторонский, К. Ф. Фатрахманов, И. В. Тверской [и др.] // Газовая промышленность. – 2022. – № 4. – С. 62–72.
46. Сторонский, Н. М. Газотранспортные системы: проблемы и особенности развития в текущих условиях / Н. М. Сторонский, И. В. Тверской, М. Г. Сухарев // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2023. – № 8. – С. 40–47.
47. Научно-методический подход и опыт разработки схем развития региональных газотранспортных систем / Н. В. Варламов, А. В. Белинский, С. Н. Речинский [и др.] // Газовая промышленность. – 2014. – № 10. – С. 15–19.
48. Задача моделирования и оптимизации поставок газа с учетом показателей качества газа / А. С. Казак, Н. А. Кисленко, Д. В. Горлов, И. В. Постникова // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 3. – С. 36–41.
49. Об одной логистической модели формирования и оптимизации оперативного баланса экспортных поставок природного газа. Часть 1 / А. А. Крутько, П. С. Курашвили, К. А. Казак [и др.] // Газовая промышленность. – 2021. – № 8. – С. 162–171.
50. Об одной логистической модели формирования и оптимизации оперативного баланса экспортных поставок природного газа. Часть 2 / А. А. Крутько, П. С. Курашвили, К. А. Казак [и др.] // Газовая промышленность. – 2021. – № 10. – С. 52–62.
51. Кисленко, Н. А. Методы, алгоритмы и инструменты моделирования и оптимизации режимов работы Единой системы газоснабжения России на основе технологий искусственного интеллекта / Н. А. Кисленко, А. В. Белинский, А. С. Казак // Газовая промышленность. – 2021. – № 9. – С. 88–96.
52. Калинина, Ж. В. Особенности агрегирования мировых газовых рынков / Ж. В. Калинина, Н. И. Илькевич, Т. В. Дзюбина // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2019. – № 3. – С. 132–143.

53. Natural Gas Market Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2022 / EIA. – URL: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/ngmm/pdf/ngmm\(2022\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/ngmm/pdf/ngmm(2022).pdf) (дата обращения: 4.04.2023).
54. Пиндайк, Р. Микроэкономика / Р. Пиндайк, Д. Рабинфельд; пер. с англ. – Санкт-Петербург : Питер, 2002. – 608 с. – ISBN 5-318-00548-9.
55. Grimm, V. A multilevel model of the European entry-exit gas market / V. Grimm, L. Schewe, M. Schmidt, G. Zöttl // *Math Meth Oper Res.* – 2019. – Vol. 89. – Pp. 223–255.
56. Dynamic Spatial Equilibrium Models: an Application to the Natural Gas Spot Markets / E. Allevi, A. Gnudi, I. V. Konnov, G. Oggioni // *Netw Spat Econ.* – 2022. – Vol. 22. – Pp. 205–241.
57. Sesini, M. The impact of liquefied natural gas and storage on the EU natural gas infrastructure resilience / M. Sesini, S. Giarola, A. D. Hawkes // *Energy.* – 2020. – Vol. 209. – Article number: 118367.
58. Shi, X. Gas and LNG trading hubs, hub indexation and destination flexibility in East Asia / X. Shi, H. M. P. Variam // *Energy Policy.* – 2016. – Vol. 96. – Pp. 587–596.
59. Shi, X. East Asia’s gas-market failure and distinctive economics – A case study of low oil prices / X. Shi, H. M. P. Variam // *Appl. Energy.* – 2017. – Vol. 195. – Pp. 800–809.
60. Numerical modeling and assessment of natural gas pipeline separation in China: the data from Henan Province / J. Xiao, W. Kong, X. Wang, M. Li // *Petroleum Science.* – 2020. – Vol. 17. – Pp. 268–278.
61. The economic impact of price controls on China’s natural gas supply chain / B. Rioux, P. Galkin, F. Murphy [et al.] // *Energy Economics.* – 2019. – Vol. 80. – Pp. 394–410.
62. Weather or not? Welfare impacts of natural gas pipeline expansion in the northeastern U. S. / A. Kleit, C. L. Prete, S. Blumsack, N. Guo // *Energy Syst.* – 2019. – Vol. 10. – Pp. 593–633.
63. Гайворонский, А. И. Автономная газификация с использованием СПГ для удаленных регионов Российской Федерации. Проблемы и пути решения / А. И. Гайворонский, И. В. Тверской // *Нефтегазовая вертикаль.* – 2023. – № 6. – С. 30–34.

64. Перспективы использования сжиженного природного газа в качестве резервного и аварийного топлива на электростанциях группы «Газпром Энергохолдинг» / О. О. Мильман, В. Б. Перов, М. В. Федоров [и др.] // Теплоэнергетика. – 2021. – № 7. – С. 5–18.
65. Аверьянов, В. К. Пути улучшения экологических показателей мегаполисов за счет использования СПГ в качестве резервного топлива // В. К. Аверьянов, А. Н. Блинов, И. В. Тверской // Вестник гражданских инженеров. – 2022. – № 4. – С. 115–124.
66. Кисленко, Н. А. Выбор способа энергоснабжения потребителей России с учетом возможных форм транспортировки газа / Н. А. Кисленко // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 3. – С. 15–23.
67. Евстифеев, А. А. Математическая модель анализа потребности в КПП и СПГ на вновь газифицируемых территориях / А. А. Евстифеев // Газовая промышленность. – 2013. – № 1. – С. 87–88.
68. Medvedeva, O. Determination of the Optimal LNG Plant Location in the Gas Supply Area Plan / O. Medvedeva, G. Fominykh // Key Engineering Materials. – 2018. – Is. 769. – Pp. 383–387.
69. Медведева, О. Н. Разработка рекомендаций по созданию инфраструктуры сжиженного природного газа / О. Н. Медведева, С. Д. Перевалов, К. А. Складчиков // Научный журнал строительства и архитектуры. – 2022. – № 3. – С. 42–52.
70. Белинский, А. В. Экономические аспекты автономной газификации регионов России на основе сжиженного природного газа / А. В. Белинский, А. И. Гайворонский // Нефть, газ и бизнес. – 2016. – № 10. – С. 43–47.
71. Кудрявцев, И. Б. Разработка моделей развития и реконструкции газотранспортных систем в условиях неопределенности : специальность 05.13.18 «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кудрявцев Илья Борисович ; Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН. – Иркутск, 2010. – 190 с.

72. Ядыкин, А. Б. Нелинейные оптимизационные модели региональных газораспределительных сетей / А. Б. Ядыкин, И. В. Тверской // Методы и средства для исследований региональной энергетики / Рос. акад. наук. Кол. науч. центр, Ин-т физ.-техн. пробл. энергетики Севера; [Отв. ред. Л.Д. Криворучский]. – Апатиты : Институт физ.-техн. пробл. энергетики Севера КНЦ РАН, 2002. – С. 100–120.
73. Modelling cost-effective pathways for natural gas infrastructure: A southern Brazil case study / I. García Kerdan, F. Jalil-Vega, J. Toole [et al.] // *Appl. Energy*. – 2019. – Vol. 255. – Article number: 113799.
74. Bittante, A. Optimization of a small-scale LNG supply chain / A. Bittante, F. Pettersson, H. Saxén // *Energy*. – 2018. – Vol. 148. – Pp. 79–89.
75. Li, T. Modelling and optimization of a natural gas supply system at a transient stage: a case study of China / T. Li, P. Liu, Z. Li // *BMC Energy*. – 2019. – Vol. 1. – Article number: 5.
76. Конопляник, А. А. Малотоннажный СПГ: новые возможности для российского газа в Европе / А. А. Конопляник, А. А. Сергаева // *Газовая промышленность*. – 2019. – № 7. – С. 42–54.
77. Пивнов, В. П. Логистические принципы в системе газоснабжения региона / В. П. Пивнов, М. А. Пивнова // Булатовские чтения : материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) : в 5 т. Т. 5 : Технические и технологические разработки. Электрооборудование в нефтегазовой отрасли. Гуманитарные науки / под общ. ред. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – 2019. – С. 181–186.
78. Налогообложение // Всемирный банк : [сайт]. – URL: <https://archive.doingbusiness.org/ru/methodology/paying-taxes> (дата обращения: 2.12.2022).
79. BP Statistical Review of World Energy 2021 / BP p.l.c. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (дата обращения: 1.04.2023).

80. Очирбат, П. Угольная промышленность Монголии: состояние и перспективы развития / П. Очирбат // Записки Горного Института. – 2017. – Т. 226. – С. 420–427.
81. Об утверждении государственной политики развития нефтяной промышленности : постановление Правительства Монголии № 169 от 6 июня 2018 г. // Национальный институт юстиции : [сайт]. – URL: <https://www.legalinfo.mn/annex/details/8526?lawid=13483> (дата обращения: 1.04.2023).
82. Mongolian statistical information service : [сайт]. – URL: <https://www.1212.mn/> (дата обращения: 14.04.2023).
83. Otgochuluu, C. The Potential for Methane Gas Development in Mongolia / C. Otgochuluu, R. Bold-Erdene // ERINA Report. – 2015. – № 127. – Pp. 20–24.
84. Janarbaatar, J. Energy sector of Mongolia, country report. – 2018. – URL: <https://eneken.ieej.or.jp/data/8016.pdf> (дата обращения: 14.04.2022).
85. Green Economy Policy Assessment: Mongolia / PAGE. – 2018. – 96 p. – URL: https://www.un-page.org/files/public/gepa_eng_191118.pdf (дата обращения: 14.04.2023).
86. Такайшвили, Л. Н. Перспективы развития угольной энергетики Монголии / Л. Н. Такайшвили, А. Д. Соколов, С. Батхуяг // Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. – 2019. – № 23. – С. 137–147.
87. Trade Map : [сайт]. – URL: <https://www.trademap.org/> (дата обращения: 14.04.2023).
88. Энергетическое сотрудничество Монголии и России: современное состояние и стратегические направления / Н. И. Воропай, Б. Г. Санеев, С. Батхуяг, Х. Энхжаргал // Пространственная экономика. – 2013. – № 3. – С. 108–122.
89. Ариунбаяр, Б. 22 июня состоится церемония заложения фундамента нового НПЗ / Б. Ариунбаяр // MONTSAME News Agency: [сайт]. – 2018. – 19 июня. – URL: <https://montsame.mn/ru/read/163889> (дата обращения: 28.12.2022).

90. Некоторые вопросы стратегии развития энергетики Монголии / Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, Н. И. Воропай, В. А. Стенников // Энергетическая политика. – 2016. – № 95. – С. 95–106.
91. Statistics on Energy Performance // Energy Regulatory Commission : [сайт]. – URL: <http://admin.erc.gov.mn/uploads/files/statisticseng.pdf> (дата обращения: 14.04.2022).
92. Стенников, В. А. Стратегические направления развития электроэнергетики Монголии / В. А. Стенников, С. Батмунх, Б. Г. Санеев // Известия РАН. Энергетика. – 2019. – № 6. – С. 51–65.
93. Энергетическое сотрудничество России и Монголии: современное состояние взгляд в будущее / Коллективная монография под ред. Б. Г. Санеева, С. Батмунха. Рос. акад. наук, Сиб. Отд-ние, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, Акад. наук Монголии, Монгольский государственный университет науки и технологий – Иркутск – Улан-Батор, 2021. – 346 с. – ISBN 978-5-93908-151-1.
94. Intended Nationally Determined Contribution (INDC) Submission by Mongolia to the Ad-Hoc Working Group on the Durban Platform for Enhanced Action (ADP) : [сайт]. – URL: <https://policy.asiapacificenergy.org/node/2417> (дата обращения: 14.04.2022).
95. Планирование развития электроэнергетической системы Монголии / Б. Бат-Эрдэнэ, Н. Воропай, С. Лянхцэцэг, С. Батмунх // Энергетическая политика. – 2021. – № 11. – С. 66–81.
96. Электроводородная инфраструктура в Северо-Восточной Азии / С. Попов, О. Балдынов, К. Корнеев, Д. Максакова // Энергетическая политика. – 2021. – № 3. – С. 80–97.
97. Попов, С. П. Оценка прогнозов развития ветроэнергетики стран Восточной Азии / С. П. Попов, К. А. Корнеев, Д. В. Максакова // Промышленная энергетика. – 2018. – № 3. – С. 53–58.
98. «Газпрому» поручено приступить к предынвестиционной стадии проекта «Сила Сибири — 2» // ПАО «Газпром» : [сайт]. – 2020. – 27 марта. – URL:

- <https://www.gazprom.ru/press/news/2020/march/article502469/> (дата обращения: 14.04.2023).
99. Алексей Миллер: проект «Союз Восток» перешел в стадию проектирования // ПАО «Газпром» : [сайт]. – 2022. – 28 февраля. – URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/2022/february/article548559/> (дата обращения 14.04.2023).
100. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева ; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск : Академическое изд-во «Гео», 2011. – 368 с. – ISBN 978-5-904682-46-0.
101. Мастепанов, А. М. Интеграционные процессы в энергетике Северо-Восточной Азии и роль природного газа в их развитии / А. М. Мастепанов // Энергетическая политика. – 2018. – № 6. – С. 38–56.
102. Попов, С. П. Институт международного многостороннего сотрудничества в энергетике: практика АТЭС / С. П. Попов // Энергетическая политика. – 2013. – № 3. – С. 60–70.
103. International energy cooperation in North-East Asia: problems of development / В. G. Saneev, S. P. Popov, D. V. Maksakova, K. Korneev // Energy Systems Research. – 2019. – № 1. – Pp. 21–27.
104. Конторович, А. Э. Перспективы поставок природного газа России в страны Азиатско-Тихоокеанского региона / А. Э. Конторович, А. Г. Коржубаев, Л. В. Эдер // Регион: экономика и социология. – 2008. – № 2. – С. 307–323.
105. Ключевые проблемы развития проекта «Сила Сибири» / А. Э. Конторович, Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, С. М. Никитенко // Регион: экономика и социология. – 2017. – № 1. – С. 190–212.
106. Конопляник, А. А. Региональное энергетическое сотрудничество в Северо-Восточной Азии: глобальные тенденции, значение российского природного газа и роль Энергетической Хартии / А. А. Конопляник // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 6. – С. 51–58.

107. Минакир, П. А. Россия в АТР: развитие и сотрудничество в энергетике / П. А. Минакир, О. В. Демина // Регионалистика. – 2017. – Т. 4, № 2. – С. 54–62.
108. Energy cooperation between Mongolia and Russia: past, present, and future / S. Batmunkh, B. Saneev, S. Batkhuyag [et al.] // Proceedings of the Mongolian Academy of Sciences. – 2021. – Vol. 61, № 1 (237). – Pp. 40–49.
109. Доклад о развитии газовой отрасли Китая [на кит. яз.] / Управление нефти и газа Национальной энергетической администрации КНР, Институт ресурсной и экологической политики Исследовательского центра по вопросам развития при Госсовете КНР, Центр стратегических исследований в области нефтегазовых ресурсов при Министерстве природных ресурсов КНР. – Пекин : Нефтяная промышленность, 2021. – 23 с. – ISBN 978-7-5183-4800-8. – URL: http://www.nea.gov.cn/1310139334_16294604014501n.pdf (дата обращения: 14.04.2023).
110. Объем геологических и технически извлекаемых нефтегазовых ресурсов Китая существенно вырос [на кит. яз.] // Министерство природных ресурсов КНР: [сайт]. – 2016. – URL: http://www.mnr.gov.cn/dt/kc/201606/t20160614_2321181.html (дата обращения: 14.04.2023).
111. Ресурсы природного газа в Китае: потенциал и проблемы [на кит. яз.] // CNPC : [сайт]. – 2018. – 3 апреля. – URL: <http://center.cnpc.com.cn/sysb/system/2018/04/02/001683383.shtml> (дата обращения: 14.04.2023).
112. «Газпром» и CNPC подписали контракт на поставку российского трубопроводного газа в Китай по «дальневосточному» маршруту // ПАО «Газпром» : [сайт]. – 2022. – 4 февраля. <https://www.gazprom.ru/press/news/2022/february/article547475/> (дата обращения: 14.04.2023).
113. Northeast Asian Gas and Pipeline Forum : [сайт]. – URL: <http://nagpf.info/> (дата обращения: 14.04.2023).

114. Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР : утв. приказом Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 3.09.2017 № 340 // Портал ГАРАНТ.РУ : [сайт]. – URL: <https://base.garant.ru/192224/> (дата обращения: 14.04.2023).
115. Перевод котельных центральной экологической зоны байкальской природной территории на газ: предпосылки, эффекты, барьеры / Б. Г. Санеев, И. Ю. Иванова, Е. П. Майсюк [и др.] // География и природные ресурсы. – 2016. – № S6. – С. 27–31.
116. Комплексное использование природного газа в Байкальском регионе: предпосылки, направления, условия реализации / Б. Г. Санеев, Л. А. Платонов, Е. П. Майсюк, А. К. Ижбулдин // Регион: экономика и социология. – 2012. – № 3. – С. 190–202.
117. Greenhouse gas Emissions from Energy Highlights : updated 16.09.2022 // International Energy Agency : [сайт]. – URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/greenhouse-gas-emissions-from-energy-highlights> (assessed 24.12.2022).
118. Mongolia's Nationally Determined Contribution to the United Nations Framework Convention on Climate Change. – URL: <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/First%20Submission%20of%20Mongolia%27s%20NDC.pdf> (дата обращения: 06.03.2022).
119. Что принесет добывающий бум в Монголии? / Ф. МакГрат, В. Марцинкевич, Д. Хоффман [и др.]. – 2012. – URL: https://bankwatch.org/sites/default/files/mongolia_report_web_final_ru.pdf (дата обращения: 14.04.2023).
120. Многофакторный анализ энергетических рынков стран Северо-Восточной Азии : отчет о НИР (заключ.) / Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН; рук. Санеев Б. Г., Попов С. П. – Иркутск, 2020. – 201 с.
121. Эколого-экономическая оценка морской транспортировки сжатого газа. – Москва, 2017. – 248 с. – ISBN 978-5-9907508-8-3.

122. Таровик, О. В. Расчётная оценка стоимости транспортировки малотоннажного СПГ / О. В. Таровик, О. М. Мудрова // Мир транспорта. – 2019. – Т. 17, № 5. – С. 130–163.
123. Paying Taxes // The World Bank : [сайт]. – URL: <https://archive.doingbusiness.org/en/data/exploretopics/paying-taxes> (дата обращения: 12.12.2022).
124. О комплексном подходе к планированию и потреблению ТЭР на компримирование газа при его транспортировке по магистральным газопроводам / В. Г. Никитин, И. А. Яценко, Э. Р. Халикова, В. А. Маланичев // Технико-технологические проблемы сервиса. – 2021. – № 1. – С. 14–21.
125. Реализация потенциала энергосбережения в магистральном транспорте газа ПАО «Газпром» / О. Е. Аксютин, А. Г. Ишков, Г. А. Хворов, Г. С. Акопова // Газовая промышленность. – 2017. – Спецвыпуск № 1. – С. 52–58.
126. Хворов, Г. А. Анализ реализации потенциала энергосбережения в магистральном транспорте газа ПАО «Газпром» за период 2011–2016 гг. / Г. А. Хворов // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – Москва : Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – Спец. вып.: Охрана окружающей среды, энергосбережение и охрана труда в нефтегазовом комплексе. – С. 50–60.
127. Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Газпром» на 2021 год в сфере оказания услуг по транспортировке газа по магистральным трубопроводам, входящим в Единую систему газоснабжения // ПАО «Газпром» : [сайт]. – URL: <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/transportation-services/> (дата обращения: 14.04.2023).
128. Среднетоннажный СПГ в России – между небом и землей / под. ред. А. Климентьева, Т. Митровой, А. Собко. – 2018. – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_MediumDutyLNG_01122018.pdf (дата обращения: 14.04.2023).
129. Raj, R. A techno-economic assessment of the liquefied natural gas (LNG) production facilities in Western Canada / R. Raj, R. Suman, S. Ghandehariun [et al.] // Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2016. – Vol. 18. – Pp. 140–152.

130. Правильный прогноз газопотребления – ключ к рациональному выбору резерва производственных мощностей газораспределительных систем / Сторонский Н. М., Сухарев М. Г., Самойлов Р. В. [и др.] // Вести газовой науки. – 2022. – № 2. – С. 16–28.
131. О введении в действие методических рекомендаций «Нормы расхода топлив и смазочных материалов на автомобильном транспорте» : распоряжение Министерства транспорта Российской Федерации от 14.03.2008 № АМ-23-р : ред. от 30.09.2021 // СПС «КонсультантПлюс». – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_76009/ (дата обращения: 14.04.2023).
132. AIMMS : [сайт]. – URL: <https://www.aimms.com/> (дата обращения: 14.05.2023).
133. Информация об инвестиционной программе ПАО «Газпром» на 2022 год в сфере транспортировки газа по магистральным газопроводам // ПАО «Газпром» : [сайт]. – URL: <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/transportation-services/> (дата обращения: 14.04.2023).
134. Сводный индекс цен на продукцию (затраты, услуги) инвестиционного назначения по Российской Федерации в 1995-2021 гг. // ПАО «Газпром» : [сайт]. – URL: <https://rosstat.gov.ru/statistics/price> (дата обращения: 14.04.2023).
135. Справочник «Газпром в цифрах 2017–2021». – URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-in-figures-2017-2021-ru.pdf> (дата обращения: 14.04.2023).
136. Ижбулдин, А. К. Применение геосервисов для задач сравнительной экспресс-оценки маршрутов нефтегазопроводов / А. К. Ижбулдин, Р. А. Иванов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 12. – С. 21–28.
137. Мамаев, А. В. Производство сжиженного природного газа с использованием отечественных технологий и оборудования [презентация : материалы Совещания по вопросам технологического развития ПАО «Газпром» в рамках VII Петербургского международного газового форума, 3–6 октября 2017 г.] // Медиa-Миры : [сайт]. – URL:

- https://mediamiry.ru/events/3361/reports/?ID=3361&SHOWALL_1=1 (дата обращения: 14.04.2023).
138. Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий : РД 153-39.0-111-2001 : принят Приказом Минэнерго России от 26.12.2001 № 372 : дата введения 22.01.01. – Москва : ООО «ВНИИГАЗ», 2001.
139. Stochastic Modeling of Natural Gas Infrastructure Development in Europe under Demand Uncertainty / M. Fodstad, R. Egging, K. Midthun, A. Tomasgard // The Energy Journal. – 2016. – Vol. 37. – Pp. 5–32.
140. Дядичкин, А. Ф. Как создать резервный запас газа для обеспечения надежности газоснабжения / А. Ф. Дядичкин // Инженер-механик. – 2007. – № 1. – С. 29–33.
141. Лопес Перес, И. П. Обоснование целесообразности создания подземных хранилищ газа и формирования режимов работы на основе спектрального анализа объемов газопотребления / И. П. Лопес Перес, Р. В. Агинеи // Газовая промышленность. – 2018. – № 1. – С. 42–51.
142. Справочные материалы. Карта российской СПГ отрасли 2022 / А. Климентьев, В. Киушкина, И. Кирилкина [и др.]. – URL: <https://nasslng.ru/assets/files/spravochnye-materialy-spgkarta2022-14.02.2022.pdf> (дата обращения: 14.04.2023).

Приложение А
Потребность в природном газе в Монголии

Таблица А.1 – Потребность в природном газе по периодам моделирования (базовый вариант газификации), млн м³ в год

Период моделирования	1		2		3		4	
	Сетевой газ	СПГ						
Улястай	-	-	-	-	-	-	20	35
Алтай	9	10	14	16	17	19	23	28
Улгий	-	-	-	-	-	-	33	42
Ховд	-	-	-	-	22	24	32	36
Улаангом	-	-	-	-	-	3	34	36
Эрдэнэт	132	34	198	94	233	153	321	220
Арвахир	-	-	-	1	26	23	37	34
Хархорин	-	-	-	0	10	9	14	13
Булган	-	-	11	18	13	21	19	30
Баянхонгор	-	-	-	-	-	5	38	42
Цэцэрлэг	-	-	-	-	20	31	28	45
Мурэн	-	-	-	4	39	46	55	67
Зуунмод	15	21	22	35	26	42	36	63
Чойр	5	2	7	3	9	4	12	6
Сухэ-Батор	41	7	62	9	73	14	101	20
Зуунэхараа	8	3	10	4	11	6	19	8
Сайншанд	9	79	14	155	16	230	24	345
Замын-Уд	6	1	9	2	11	3	15	5
Дархан	35	7	53	13	61	19	87	28
Даланзадгад	29	16	43	29	51	39	71	58
Мандалгоби	-	-	12	11	14	13	20	19
Чойбалсан	-	-	-	29	81	62	112	91
Баруун-Урт	-	-	29	23	34	33	47	49
Чингис	-	-	17	21	20	24	29	37
Улан-Батор	1 817	60	2 302	116	2 548	173	3 284	320

*Знак «-» означает отсутствие поставок газа в зону в данный период.

Составлено на основе прогноза ИСЭМ СО РАН 2020 г. [120].

Таблица А.2 – Потребность в природном газе по периодам моделирования (высокий уровень газификации), млн м³ в год*

Период моделирования	1		2		3		4	
	Сетевой газ	СПГ						
Улястай	-	-	-	-	20	35	20	35
Алтай	9	10	14	16	17	19	23	28
Улгий	-	-	-	-	33	42	33	42
Ховд	-	-	22	24	32	36	32	36
Улаангом	-	-	-	-	34	35	34	36
Эрдэнэт	201	34	267	94	303	153	390	220
Арвахир	-	-	26	23	37	33	37	34
Хархорин	-	-	10	9	14	13	14	13
Булган	-	-	11	18	13	21	19	30
Баянхонгор	-	-	-	-	38	40	38	42
Цэцэрлэг	-	-	20	31	28	45	28	45
Мурэн	-	-	39	44	55	65	55	67
Зуунмод	15	21	22	35	26	42	36	63
Чойр	5	2	7	3	9	4	12	6
Сухэ-Батор	41	7	62	9	73	14	101	20
Зуунэхараа	8	3	10	4	11	6	19	8
Сайншанд	9	79	14	155	16	230	24	345
Замын-Уд	6	1	9	2	11	3	15	5
Дархан	148	7	165	13	174	19	200	28
Даланзадгад	29	16	43	29	51	39	71	58
Мандалгоби	-	-	12	11	14	13	20	19
Чойбалсан	-	-	81	44	112	70	112	91
Баруун-Урт	-	-	29	23	34	33	47	49
Чингис	-	-	17	21	20	24	29	37
Улан-Батор	3 142	60	3 627	116	3 874	173	4 610	320

*Знак «-» означает отсутствие поставок газа в зону в данный период.

Составлено на основе прогноза ИСЭМ СО РАН 2020 г. [120].

Приложение Б

Технико-экономические показатели объектов ГСС Монголии

Таблица Б.1 – Номинальные пропускные способности МГ разных диаметров c и коэффициент K_c , отражающий изменение удельных капитальных вложений относительно базовой величины, связанный с диаметром газопровода

Диаметр трубы c , мм	325	377	426	529
Пропускная способность $CA P_c^p$, млрд м ³ /год	0,4	0,6	1	2
Коэффициент K_c	0,07	0,09	0,14	0,23

Источник: [29], Рисунок Б.1

Для расчёта коэффициента K_c по формуле (62) использовались коэффициенты превышения затрат на транспортировку газа γ_c по газопроводу диаметром c в сравнении с газопроводом диаметром 1420 мм. Для газопроводов диаметром до 529 мм включительно значения коэффициентов γ_c взяты из работы [29], для остальных рассматриваемых диаметров они оценивались методом пролонгирования линии тренда, Рисунок Б.1. Полиномиальная линия тренда имеет вид $\gamma_c = 5 \cdot 10^{-6} c^2 - 0,0121c + 8,5127$; коэффициент детерминации R^2 равен 0,9831, то есть 98,31% вариации коэффициента превышения затрат на транспортировку газа γ_c объясняется вариацией диаметра газопровода c .

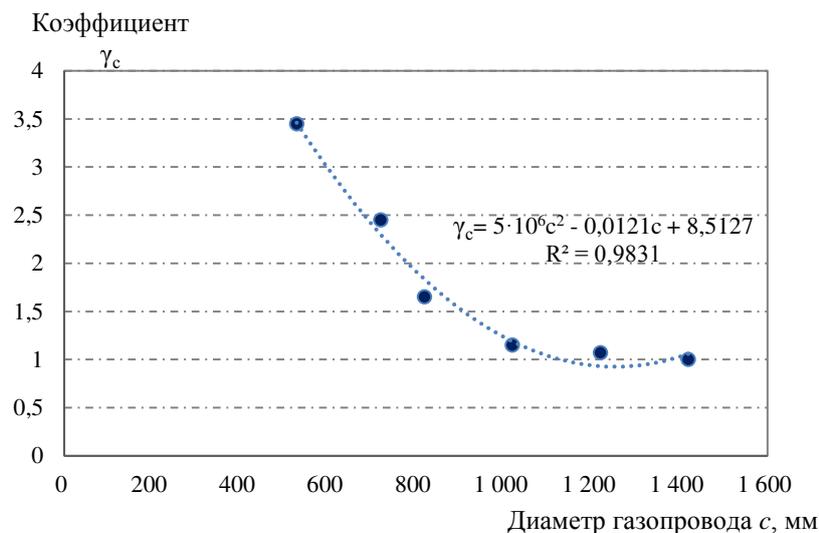


Рисунок Б.1 – Зависимость значения коэффициента γ_c от диаметра газопровода

Таблица Б.2 – Техничко-экономические показатели объектов ГСС Монголии

Показатель	Значение	Обоснование/Источник
Доля газа, потребляемого на СТН, при транспортировке по МГ α , % от объемов транспортировки на каждые 100 км	0,2	Значение показателя принято исходя из данных об удельном расходе топливно-энергетических ресурсов на единицу ТТР для магистрального транспорта газа в ПАО «Газпром», который в 2011–2016 гг. составил 25–34 кг у. т./млн м ³ ·км [126]. В динамике отчетливо прослеживается тенденция к снижению расхода топлива благодаря мероприятиям по повышению энергоэффективности. В разрезе газотранспортных организаций удельный расход топлива в 2016 г. варьировался в диапазоне 10–36 кг у. т./млн м ³ ·км. В программах энергосбережения было установлено требование о снижении величины показателя не менее чем на 1,2% по отношению к предыдущему году.
Базовая величина удельных капитальных вложений в строительство МГ CE^p , млн долл./ км.	3,5	Базовая величина удельных капитальных вложений определена на основе сметной стоимости строительства МГ «Сила Сибири». Сметная стоимость составляет 799 911,57 млн. руб. (с НДС в ценах на 1.01.2011), длина газопровода в однниточном исчислении – 3734 км [133], НДС на 1.01.2011 – 18%, индекс цен на продукцию инвестиционного назначения (2020 г. по отношению к 2011 г.) – 1,8 [134], средний обменный курс рубля к доллару в 2020 г. – 72,43 [135]; значение коэффициента K_{land} в работе [136] было оценено в размере 1,29. Тогда базовая величина удельных капитальных вложений равна: $CE^p = \frac{799\,911,57 \times 1,8 \times 100}{1,29 \times 118 \times 3734 \times 72,43} = 3,5 \text{ млн долл./ км.}$
Коэффициент удорожания капитальных вложений, обусловленный горно-геологическими условиями K_{land} :		
равнинные участки	1	
горные участки	1,47	
участки с многолетнемерзлыми грунтами	1,25	[136]
участки в зонах повышенной сейсмичности	1,62	
переходы через реки	4,41	

Продолжение Таблицы Б.2

Показатель	Значение	Обоснование/Источник
Коэффициент полезного выхода, отражающий потребление газа на СТН при сжижении χ	0,91	В [137] сравнивается удельное энергопотребление для трех технологий среднетоннажного производства СПГ: SMR (single mixed refrigerant), DMR (dual mixed refrigerant) и GMR (Gazprom MR). Технология SMR предполагает одноконтурное охлаждение хладагентом из смеси углеводородов и азота, удельные энергозатраты – 289 кВт·ч/т СПГ. В технологии DMR используется два контура охлаждения смесевым хладагентом (предварительное охлаждение и сжижение), удельные энергозатраты составляют 259 кВт·ч/т СПГ. Технология GMR была разработана в ПАО «Газпром» в условиях рисков, связанных с введением санкций ЕС и рядом других стран против компании, и предполагает использование оборудования российского производства. Схема сжижения предусматривает предварительное охлаждение смесевым хладагентом (цикл SMR) и переохлаждение по азотному циклу с использованием многокомпонентного хладагента (смесь азота, метана, этана, пропана, бутана, изопентана); удельные энергозатраты оцениваются в 297 кВт·ч/т СПГ. Норма расхода природного газа на выработку электроэнергии для газотурбинной установки мощностью 6–29,7 МВт варьируется в диапазоне 0,33–0,41 кг у.т./ кВт·ч [138]. Исходя из приведенных показателей, для генерации электроэнергии используется 5–8% газа, поступающего на завод. Кроме того, имеют место прямые потери в виде утечек газа, также необходимо учитывать влияние атмосферных условий, наработку оборудования, режим его эксплуатации. С учётом этих факторов коэффициент χ принят равным 91% и в дальнейшем при необходимости анализа конкретных вариантов по строительству комплекса по производству СПГ может быть уточнён.
Коэффициент, отражающий потери и потребление газа на СТН при регазификации ρ	0,985	[139]
Коэффициент внутрисуточной неравномерности газопотребления $K_{сут}$	1,25	[140]
Коэффициент сезонной неравномерности газопотребления $K_{сез}$	1,8	[141]

Таблица Б.3 – Коэффициент потребления газа на СТН при его транспортировке по МГ (ϕ_{ij})*

Газопровод	ϕ_{ij}	Газопровод	ϕ_{ij}
Дархан - Сухэ-Батор	0,9971	Ховд - Улястай	0,9854
Даланзадгад - Арвахир	0,9857	Ховд - Алтай	0,9870
Даланзадгад - Сайншанд	0,9850	Ховд - Улгий	0,9934
Мандалгоби - Арвахир	0,9908	Улаангом - Улястай	0,9850
Мандалгоби - Зуунмод	0,9930	Улаангом - Улгий	0,9913
Мандалгоби - Чойр	0,9945	Улаангом - Ховд	0,9927
Мандалгоби - Сайншанд	0,9897	Хархорин - Арвахир	0,9954
Мандалгоби - Даланзадгад	0,9912	Булган - Эрдэнэт	0,9982
Барун-Урт - Сайншанд	0,9900	Булган - Хархорин	0,9909
Барун-Урт - Чойбалсан	0,9942	Баянхонгор - Улястай	0,9859
Чингис - Зуунмод	0,9886	Баянхонгор - Алтай	0,9883
Чингис - Чойр	0,9930	Баянхонгор - Арвахир	0,9938
Чингис - Сайншанд	0,9911	Цэцэрлэг - Улястай	0,9841
Чингис - Чойбалсан	0,9910	Цэцэрлэг - Хархорин	0,9969
Чингис - Барун-Урт	0,9931	Цэцэрлэг - Булган	0,9916
Улан-Батор - Арвахир	0,9876	Цэцэрлэг - Баянхонгор	0,9941
Улан-Батор - Хархорин	0,9892	Мурэн - Улястай	0,9882
Улан-Батор - Булган	0,9900	Мурэн - Булган	0,9896
Улан-Батор - Зуунмод	0,9987	Мурэн - Цэцэрлэг	0,9888
Улан-Батор - Чойр	0,9933	Чойр - Зуунмод	0,9939
Улан-Батор - Дархан	0,9934	Сайншанд - Чойр	0,9932
Улан-Батор - Чингис	0,9901	Замын-Уд - Сайншанд	0,9936
Алтай - Улястай	0,9944	Дархан - Эрдэнэт	0,9945

*Примечание: направление потока газа определяется решением оптимизационной задачи (9)–(33), коэффициенты потребления газа на СТН одинаковы для обоих направлений ($\phi_{ij} = \phi_{ji}$).

Таблица Б.4 – Основные параметры производственно-финансовой модели заводов по сжижению газа*

Мощность завода, тыс. т СПГ в год	100	500	1500	2500
Капитальные вложения (без НДС), млн долл.*	116	526	1 459	2 383
Численность персонала, чел.	50	100	220	270
Текущие затраты (кроме расходов на оплату труда**, газа на СТН и налогов), % от капитальных вложений	1,5	1,5	1	1

*Оценка на основе [128] и других открытых источников с учётом приведения в цены 2020 г. на основе Сводного индекса цен на продукцию (затраты, услуги) инвестиционного назначения, рассчитываемого и публикуемого Федеральной службой государственной статистики России.

**Размер заработной платы варьируется в зависимости от аймака (используются данные о средней заработной плате в 2020 г. [82]).

Таблица Б.5 – Основные параметры производственно-финансовой модели СПХР

Мощность СПХР, млн м ³ природного газа	7,8	15,6
Капитальные вложения (без НДС), млн долл.*	1,9	3,3
Численность персонала, чел.	8	12
Текущие затраты (кроме расходов на оплату труда, газа на СТН и налогов), % от капитальных вложений	1,5	1,0

*Капитальные вложения на строительство СПХР были оценены на основе инвестиций в аналогичные по производственной мощности проекты, осуществлённые в России (по данным [142] и других источников) с учётом приведения в цены 2020 г. на основе Сводного индекса цен на продукцию (затраты, услуги) инвестиционного назначения, рассчитываемого и публикуемого Федеральной службой государственной статистики России.

Таблица Б.6 – Предельные объёмы перевозок СПГ для цистерны объёмом 40 м³, тыс. т/год

Маршрут поставок*	CAP_{ij}^v	Маршрут поставок	CAP_{ij}^v
Дархан - Сухэ-Батор	15,5	Зуунэхараа - Дархан	15,2
Даланзадгад - Арвахир	4,1	Ховд - Алтай	4,5
Даланзадгад - Сайншанд	3,9	Ховд - Улгий	8,2
Мандалгоби - Арвахир	6,2	Улаангом - Улястай	3,9
Мандалгоби - Зуунмод	7,8	Улаангом - Улгий	6,5
Мандалгоби - Чойр	9,7	Улаангом - Ховд	7,6
Мандалгоби - Сайншанд	5,6	Хархорин - Арвахир	11,1
Мандалгоби - Даланзадгад	6,4	Булган - Эрдэнэт	21,2
Барун-Урт - Сайншанд	5,7	Булган - Хархорин	6,2
Барун-Урт - Чойбалсан	9,2	Баянхонгор - Улястай	4,2
Чингис - Зуунмод	5,1	Баянхонгор - Алтай	5,0
Чингис - Чойр	7,8	Баянхонгор - Арвахир	8,7
Чингис - Сайншанд	6,4	Цэцэрлэг - Улястай	3,7
Чингис - Чойбалсан	6,3	Цэцэрлэг - Хархорин	14,8
Чингис - Барун-Урт	8,0	Цэцэрлэг - Булган	6,7
Улан-Батор - Арвахир	4,7	Мурэн - Улястай	4,9
Улан-Батор - Хархорин	5,3	Мурэн - Булган	5,5
Улан-Батор - Булган	5,7	Мурэн - Цэцэрлэг	5,2
Улан-Батор - Зуунмод	25,8	Чойр - Зуунмод	8,8
Улан-Батор - Чойр	8,1	Сайншанд - Чойр	8,0
Улан-Батор - Дархан	8,2	Замын-Уд - Сайншанд	8,4
Улан-Батор - Чингис	5,8	Дархан - Эрдэнэт	9,7
Алтай - Улястай	9,5	Зуунэхараа - Улан-Батор	9,7

*Предельные объёмы перевозок СПГ в противоположном направлении эквивалентны.

Таблица Б.7 – Коэффициенты потерь и потребления газа на СТН при автотранспорте СПГ

Маршрут поставок*	ψ_{eij}	Маршрут поставок*	ψ_{eij}
Дархан - Сухэ-Батор	0,9916	Зуунэхараа - Дархан	0,9914
Даланзадгад - Арвахир	0,9590	Ховд - Алтай	0,9628
Даланзадгад - Сайншанд	0,9568	Ховд - Улгий	0,9812
Мандалгоби - Арвахир	0,9736	Улаангом - Улястай	0,9569
Мандалгоби - Зуунмод	0,9800	Улаангом - Улгий	0,9751
Мандалгоби - Чойр	0,9844	Улаангом - Ховд	0,9792
Мандалгоби - Сайншанд	0,9705	Хархорин - Арвахир	0,9869
Мандалгоби - Даланзадгад	0,9747	Булган - Эрдэнэт	0,9948
Барун-Урт - Сайншанд	0,9715	Булган - Хархорин	0,9741
Барун-Урт - Чойбалсан	0,9835	Баянхонгор - Улястай	0,9597
Чингис - Зуунмод	0,9674	Баянхонгор - Алтай	0,9665
Чингис - Чойр	0,9800	Баянхонгор - Арвахир	0,9824
Чингис - Сайншанд	0,9746	Цэцэрлэг - Улястай	0,9544
Чингис - Чойбалсан	0,9741	Цэцэрлэг - Хархорин	0,9910
Чингис - Барун-Урт	0,9804	Цэцэрлэг - Булган	0,9759
Улан-Батор - Арвахир	0,9645	Мурэн - Улястай	0,9662
Улан-Батор - Хархорин	0,9689	Мурэн - Булган	0,9701
Улан-Батор - Булган	0,9713	Мурэн - Цэцэрлэг	0,9680
Улан-Батор - Зуунмод	0,9963	Чойр - Зуунмод	0,9825
Улан-Батор - Чойр	0,9809	Сайншанд - Чойр	0,9806
Улан-Батор - Дархан	0,9812	Замын-Уд - Сайншанд	0,9816
Улан-Батор - Чингис	0,9717	Дархан - Эрдэнэт	0,9844
Алтай - Улястай	0,9840	Зуунэхараа - Улан-Батор	0,9844

*Примечание: направление потока газа определяется решением оптимизационной задачи; коэффициенты, отражающие потребление газа на СТН, одинаковы для обоих направлений ($\psi_{eij} = \psi_{eji}$).

Таблица Б.8 – Основные параметры производственно-финансовой модели автотранспорта СПГ

Показатель	Значение
Вместимость цистерны, т СПГ	14
Капитальные вложения (без НДС), тыс. долл.	263
Количество водителей на 1 автомобиль, чел.	4
Численность вспомогательного и административно-управленческого персонала на 1 автомобиль, ставок	1
Текущие затраты (кроме расходов на оплату труда и газа на СТН), % от капитальных вложений	3