

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

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Иркутск – 2024

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

Научный кандидат технических наук
руководитель: **Попов Сергей Петрович**
Официальные **Медведева Оксана Николаевна**
оппоненты: доктор технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.», Институт Урбанистики, архитектуры и строительства, кафедра «Теплогазоснабжение и нефтегазовое дело», профессор
Тверской Игорь Владимирович
кандидат физико-математических наук, Акционерное общество «Газпром промгаз», Научно-технический центр «Региональные системы газоснабжения», главный научный сотрудник
Ведущая Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром
организация: ВНИИГАЗ», г. Санкт-Петербург

Защита состоится: «17» сентября 2024 года в 9:00 ч. на заседании диссертационного совета 24.1.118.01, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН), по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 355.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ИСЭМ СО РАН по адресу: 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 407 и на сайте ИСЭМ СО РАН:
<https://isem.irk.ru/dissert2/case/DIS-2024-1/>

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

Автореферат разослан «___» _____ 2024 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета 24.1.118.01,

доктор технических наук, доцент



Солoduша Светлана Витальевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 теплоснабжения.

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. Елисеевой 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.).

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.

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).

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 ТЭК Монголии и его отраслей. В дальнейшем на основе этого анализа соискателем были выявлены предпосылки к газификации страны.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность разработки методического подхода к исследованию перспективных направлений формирования ГСС, включающей подсистему снабжения СПГ. Востребованность выбранной темы обусловлена необходимостью отражения перспективной роли СПГ в газификации удалённых от МГ населённых пунктов и как моторного топлива при оценке вариантов развития ГСС. Определены цель и задачи исследования, обозначены элементы научной новизны и сформулированы положения, выносимые на защиту.

В первой главе описываются содержательные составляющие процесса прогнозирования развития энергетики на примере методологии, используемой в ИСЭМ СО РАН применительно к странам СВА. Обозначены взаимосвязи моделей ГСС различного пространственного уровня между собой и с моделями ТЭК.

Выполнен анализ ряда моделей ГСС России и зарубежных стран. Модели ГСС для рынков с растущим потреблением газа (например, для Китая), как правило, используются для решения задачи оценки вариантов её расширения, в то же время для рынков со стагнирующим потреблением существенное внимание уделяется таким аспектам, как тарифообразование, конкурентная структура, правила доступа к газотранспортной инфраструктуре.

Модели ЕСГ и ГСС регионов России начали разрабатываться с конца 60-х гг. прошлого века в институтах РАН (ИСЭМ СО РАН, Институт энергетических исследований РАН, Институт проблем управления РАН) и подразделениях ПАО «Газпром». С использованием таких моделей разрабатываются схемы газоснабжения, исследуются проблемы надёжности газоснабжения, устойчивости функционирования ГСС при возникновении чрезвычайных ситуаций, тарифообразования на услуги по транспортировке газа. Разработаны методики, позволяющие оценивать сравнительную эффективность способов транспортировки природного газа: по МГ или в форме СПГ водным, железнодорожным или автомобильным транспортом.

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.

По результатам анализа имеющегося инструментария моделирования ГСС делаются следующие выводы относительно требований к разрабатываемому методическому подходу:

1) научно-методический инструментарий исследования должен предусматривать взаимосвязку моделей ГСС различного уровня пространственной иерархии между собой и с другими подсистемами ТЭК: при оценке рациональной доли газа в топливно-энергетическом балансе 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 перспективных направлений формирования ГСС необходимо принимать во внимание свойство целочисленности, что позволит отразить влияние таких факторов, как уровень загрузки мощностей и эффект масштаба на её структуру и график ввода в эксплуатацию новых объектов.

Во второй главе диссертационной работы были решены следующие задачи:

1) разработана схема исследования перспектив развития ГСС, предполагающая использование существующих и предлагаемых автором моделей;

2) разработана система моделей для анализа перспективных направлений развития ГСС и расчёта экономически обоснованных цен на газ.

Схема исследования перспектив развития ГСС включает в себя следующие этапы (Рисунок 1):

1) прогнозирование потребления природного газа на уровне страны или её макрорегионов;

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.



Рисунок 1 – Система моделей для исследования перспективных направлений развития ГСС

Автором предлагается модель развития ГСС, сформулированная в виде задачи смешанного целочисленного линейного программирования. Эта модель в рамках схемы исследования на Рисунке 1 используется для анализа перспективных направлений развития национальной ГСС, однако её можно применять и на другом уровне пространственного представления, например, при рассмотрении ГСС отдельного региона страны.

Математически предлагаемая модель описывается следующим образом.

Найти минимум выражения

$$\sum_y (P(y) + V(y) + R(y) + L(y) + G(y)) \rightarrow \min, \quad (1)$$

при ограничениях:

$$P(y) = \sum_{cij} (IC_{cij}^p NC_{cij}^p + \sum_{n|n<y} MI_{cijn}^p NC_{cijn}^p + \sum_{n|n<y} O_{cijn}^p NC_{cijn}^p) \forall y \in Y, \quad (2)$$

$$V(y) = \sum_{eij} (IC_{eij}^v NC_{eij}^v + \sum_{n|n<y} MI_{eijn}^v NC_{eijn}^v + \sum_{n|n<y} O_{eijn}^v NC_{eijn}^v) \forall y \in Y, \quad (3)$$

$$R(y) = \sum_{ai} (IC_{ai}^r NC_{ai}^r + \sum_{n|n<y} MI_{ain}^r NC_{ain}^r + \sum_{n|n<y} O_{ain}^r NC_{ain}^r) \forall y \in Y, \quad (4)$$

$$L(y) = \sum_{bi} (IC_{bi}^l NC_{bi}^l + \sum_{n|n<y} MI_{bin}^l NC_{bin}^l + \sum_{n|n<y} O_{bin}^l NC_{bin}^l) \forall y \in Y, \quad (5)$$

$$G(y) = \sum_i \left(PR_{iy}^{pipe} \left((f-1)IM_{i,y-1}^{pipe} + IM_{iy}^{pipe} \right) + PR_{iy}^{LNG} \left((f-1)IM_{i,y-1}^{LNG} + IM_{iy}^{LNG} \right) \right) \forall y \in Y, \quad (6)$$

$$\sum_j \phi_{ji} T_{jij}^{pipe} - \sum_j T_{ijj}^{pipe} + \rho REG_{iy} - LIQ_{iy} + IM_{iy}^{pipe} \geq D_{iy}^{pipe} \forall i \in I, y \in Y, \quad (7)$$

$$\sum_{ej} \psi_{ej} T_{eij}^{LNG} - \sum_{ej} T_{eij}^{LNG} + \chi LIQ_{iy} - REG_{iy} + IM_{iy}^{LNG} \geq D_{iy}^{LNG} \forall i \in I, y \in Y, \quad (8)$$

$$T_{ijy}^{pipe} \leq \sum_c N_{cij}^p CAP_c^p LINK_{ij} u_{ij} \forall i, j \in I, y \in Y, \quad (9)$$

$$u_{ij} + u_{ji} \leq 1 \forall i, j \in I, \quad (10)$$

$$T_{eijy}^{LNG} \leq N_{eijy}^v CAP_{eij}^v \forall e \in E, i, j \in I, y \in Y, \quad (11)$$

$$REG_{iy} \leq \sum_a N_{aiy}^r CAP_a^r \forall i \in I, y \in Y, \quad (12)$$

$$LIQ_{iy} \leq \sum_b N_{biy}^l CAP_b^l \quad \forall i \in I, y \in Y, \quad (13)$$

$$IM_{iy}^{pipe} \leq \overline{IM_{iy}^{pipe}} \quad \forall i \in I, y \in Y, \quad (14)$$

$$IM_{iy}^{LNG} \leq \overline{IM_{iy}^{LNG}} \quad \forall i \in I, y \in Y, \quad (15)$$

$$N_{cijy}^p = N_{cij,y-1}^p + NC_{cijy}^p - NC_{cij,y-s^p}^p \quad \forall c \in C, i, j \in I, y \in Y | y > 1, \quad (16)$$

$$N_{cij,1}^p = NC_{cij,1}^p \quad \forall c \in C, i, j \in I, \quad (17)$$

$$N_{eijy}^v = N_{eij,y-1}^v + NC_{eijy}^v - NC_{eij,y-s^v}^v \quad \forall e \in E, i, j \in I, y \in Y | y > 1, \quad (18)$$

$$N_{eij,1}^v = NC_{eij,1}^v \quad \forall e \in E, i, j \in I, \quad (19)$$

$$N_{biy}^l = N_{bi,y-1}^l + NC_{biy}^l - NC_{bi,y-s^l}^l \quad \forall b \in B, i \in I, y \in Y | y > 1, \quad (20)$$

$$N_{bi,1}^l = NC_{bi,1}^l \quad \forall b \in B, i \in I, \quad (21)$$

$$N_{aiy}^r = N_{ai,y-1}^r + NC_{aiy}^r - NC_{aij,y-s^r}^r \quad \forall a \in A, i \in I, y \in Y | y > 1, \quad (22)$$

$$N_{ai,1}^r = NC_{ai,1}^r \quad \forall a \in A, i \in I, \quad (23)$$

$$N_{aiy}^r, NC_{aiy}^r, N_{biy}^l, NC_{biy}^l, N_{cijy}^p, NC_{cijy}^p, N_{eijy}^v, NC_{eijy}^v, IM_{iy}^{pipe}, IM_{iy}^{LNG}, T_{ijy}^{pipe}, T_{eijy}^{LNG},$$

$$LIQ_{iy}, REG_{iy} \geq 0 \quad \forall a \in A, b \in B, c \in C, e \in E, i, j \in I, y \in Y, \quad (24)$$

$$N_{aiy}^r, NC_{aiy}^r, N_{biy}^l, NC_{biy}^l, N_{cijy}^p, NC_{cijy}^p, N_{eijy}^v, NC_{eijy}^v \in \mathbb{Z} \quad \forall a \in A, b \in B, c \in C, e \in E,$$

$$i, j \in I, y \in Y. \quad (25)$$

В выражениях (1)–(25) используются следующие обозначения.

Множества:

$y, n \in Y = \{1, \dots, y_{max}\}$ – множество периодов моделирования;

$i, j \in I = \{1, \dots, I_{max}\}$ – 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.

Параметры:

f – количество лет в периоде моделирования y ;

s^p, s^v, s^l, s^r – количество периодов моделирования, составляющих срок полезного использования газопроводов, криогенной цистерны для транспортировки СПГ тягачами, завода по производству СПГ и СПХР соответственно;

ϕ_{ji} и ψ_{eji} – коэффициенты, отражающие потребление газа на собственные нужды при его транспортировке в зону i из зоны j по трубопроводам и в форме СПГ тягачами с цистерной типа e соответственно;

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

$IC_{cijy}^p, IC_{ey}^v, IC_{biy}^l, IC_{aiy}^r$ – сумма дисконтированных капитальных и текущих затрат в течение периода ввода в эксплуатацию y , связанных с газопроводом диаметром c от центра зоны i до центра зоны j , тягачом для перевозки СПГ в цистерне объёмом типа e , заводом по производству СПГ типа b и СПХР типа a в зоне i соответственно;

$MI_{cijyn}^p, MI_{eyn}^v, MI_{biyn}^l, MI_{aiyn}^r$ – капитальные вложения в периоде y , связанные с заменой оборудования для трубопроводного транспорта природного газа, автотранспорта СПГ, заводов СПГ и СПХР соответственно, которое было введено в эксплуатацию в предыдущие периоды $n \in Y | n < y$;

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

PR_{iy}^{pipe} и PR_{iy}^{LNG} – цена на импортируемый (покупаемый у добывающей компании) сетевой газ и импортируемый СПГ соответственно в зоне i в периоде y ;

D_{iy}^{pipe} и D_{iy}^{LNG} – потребность в сетевом газе и СПГ в зоне i в течение последнего года периода y соответственно;

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

$\overline{IM}_{iy}^{pipe}$ 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 .

Переменные:

$P(y), V(y), L(y), R(y), G(y)$ – дисконтированные затраты на строительство и эксплуатацию газопроводов, тягачей, заводов по производству СПГ и импорт газа соответственно в периоде y ;

$NC_{cijy}^p, NC_{eijy}^v, NC_{biy}^l, NC_{aiy}^r$ – 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 введенных в эксплуатацию в периоде y соответственно;

IM_{iy}^{pipe} и IM_{iy}^{LNG} – объёмы импорта трубопроводного газа и СПГ соответственно в зоне i в течение последнего года периода y и первых $f-1$ лет периода $y+1$;

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

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

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

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

u_{ij} – бинарные переменные, принимающие значение равное единице, если возможен поток газа от i до j , и нулевое значение в противном случае;

CAP_c^p – годовая пропускная способность МГ диаметром c ;

N_{cijy}^p – количество участков МГ от зоны i до j диаметром c на конец периода y ;

CAP_{eij}^v – максимальный годовой объём перевозки СПГ тягачом с типом цистерны e от зоны i до зоны j ;

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

CAP_b^l – мощность завода по производству СПГ типа b ;

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

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

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

Уравнения (2)–(5) показывают, как рассчитываются затраты, связанные с объектами ГСС и импортом газа, накопленные за период моделирования. Ограничения (7) и (8) – это материальные балансы сетевого газа и СПГ в зонах соответственно. Ограничения (9)–(13) связывают количество транспортируемого, сжижаемого и регазифицируемого газа с количеством вводимых в эксплуатацию объектов ГСС; ограничение (10) означает, что реверсивные поставки газа по МГ в модели не предусматриваются. Ограничения (14) и (15) – это максимальные объёмы импорта трубопроводного газа и СПГ. Ограничения (16)–(23) отражают динамику развития ГСС. Выражения (24) и (25) показывают, что количество объектов ГСС может быть только целым неотрицательным числом, и объёмы сжижения, регазификации и транспортировки газа не могут быть отрицательны.

Потребность в газе в предлагаемой модели агрегируется в зонах, при этом задаётся потребность в сетевом газе D_{iy}^{pipe} и СПГ D_{iy}^{LNG} . Центр зоны – это населённый пункт с наибольшим в зоне перспективным газопотреблением (как правило, совпадает с центром административно-территориального образования), и близлежащие населённые пункты, до которых от него экономически эффективнее транспортировать газ по газопроводам, чем в форме СПГ.

Метод декомпозиции прогнозного газопотребления 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 городских автобусов в центре зоны – как потребность в сетевом газе, вне центра – как потребность в СПГ;

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

Имитационные производственно-финансовые модели выполняют 2 функции: с их помощью рассчитываются параметры задачи (1)–(25) и экономически обоснованные цены на газ, соответствующие её решению.

В этих моделях вычисляется приведённая годовая выручка (B), необходимая для достижения окупаемости проекта по созданию объекта ГСС в заданный срок:

$$\sum_{t=\bar{t}}^T \frac{B}{(1+r)^t} = \sum_{t=\bar{t}}^T \frac{K_t + O_t + H_t}{(1+r)^{t-1}}, \quad (26)$$

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 ;

O_t – текущие затраты в году t (кроме налогов и социальных взносов);

H_t – налоги и социальные взносы в году t .

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

$$T = f(w^* + y - 1), \quad (27)$$

$$\bar{t} = f(y - 1) + 1, \quad (28)$$

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

w^* – количество периодов моделирования $y \in Y$ оптимизационной задачи (1)–(25), 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.

На основе затрат K_t и O_t и ставки дисконтирования r вычисляются коэффициенты при переменных в уравнениях (2)–(5).

Выручка 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 (26), тогда справедливо равенство:

$$\sum_{t=\bar{t}}^T \frac{Vol_t \cdot \Pi}{(1+r)^t} = \sum_{t=\bar{t}}^T \frac{K_t + O_t + H_t}{(1+r)^{t-1}} = \sum_{t=\bar{t}}^T \frac{B}{(1+r)^t}, \quad (29)$$

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

Π – экономически обоснованный тариф на транспортировку, сжижение или регазификацию;

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

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

$$\Pi = \frac{\sum_{t=\bar{t}}^T \frac{B}{(1+r)^t}}{\sum_{t=\bar{t}}^T \frac{V_t}{(1+r)^t}}. \quad (30)$$

Алгоритм расчёта экономически обоснованных цен на газ заключается в следующем:

1. Путем решения уравнения (26) находится кумулятивная дисконтированная выручка, требуемая для достижения заданного срока окупаемости для каждого объекта ГСС, введённого в период моделирования y . Далее этот показатель суммируется по объектам ГСС и по периодам ввода в эксплуатацию.

2. Рассчитывается сумма произведений объёмов ТТР, сжижения или регазификации (с учётом потребления газа на собственные технологические нужды), найденных в результате решения оптимизационной задачи (1)–(25), и дисконтирующего множителя за период, равный заданному сроку окупаемости объекта ГСС.

3. Рассчитываются экономически обоснованные тарифы на транспортировку природного газа по газопроводам или тягачами в форме СПГ, сжижение и регазификацию как отношение кумулятивной дисконтированной выручки (с учётом количества вводимых в эксплуатацию объектов ГСС в каждом периоде) к сумме произведений объёма соответствующих энергетических услуг и дисконтирующего множителя.

4. На основе тарифов на сжижение, регазификацию, транспортировку природного газа и цен импорта газа (покупки у добывающей компании) рассчитываются экономически обоснованные цены на газ в центрах зон. Если согласно оптимальному плану задачи (1)–(25) в зону поступает газ из нескольких источников, то его цена определяется как средневзвешенная по объёмам поставок.

В третьей главе при помощи разработанных моделей определяются перспективные направления формирования ГСС Монголии и экономически обоснованные цены на газ.

Выявлены предпосылки к газификации Монголии: загрязнение воздуха, обусловленное сжигание углем на ТЭС и домохозяйствами; недостаток манёвренных мощностей в электроэнергетической системе; высокая степень износа оборудования ТЭС и котельных (его замена, а следовательно и капитальные затраты, необходимы вне зависимости от того, будет ли осуществлён перевод на газ или нет); цели Монголии по ограничению эмиссии парниковых газов.

Выполнена параметризация предлагаемых моделей развития ГСС и производственно-финансовых моделей её объектов. С учётом анализа перспективных направлений экспорта газа из России при помощи имеющейся в ИСЭМ СО РАН модели межгосударственной ГСС в СВА и результатов других исследований (в том числе работ, выполненных в рамках Форума по газопроводам в СВА), проведённых ранее, принято предположение о том, что будет построен транзитный газопровод из России в Китай через территорию Монголии.

При моделировании перспективной ГСС Монголии было рассмотрено четыре сценария, отличающихся масштабами газификации (базовый вариант газификации и высокий уровень газификации) и ценами на импортируемый СПГ (базовые цены на СПГ и низкие цены на СПГ). Интервал моделирования был разбит на четыре пятилетних периода, предполагается, что к концу первого периода моделирования будет построен транзитный МГ из России в Китай, и в аймаках, через территорию которых он пройдёт, появится возможность импортировать сетевой природный газ. В «Базовом варианте газификации» объем газопотребления на конец интервала моделирования (то есть через 20 лет с момента ввода в эксплуатацию транзитного МГ) составляет 6,2 млрд м³, в варианте «Высокий уровень газификации» – 7,7 млрд м³. Цены на импортируемый (для г. Улан-Батор) СПГ приняты равными 490 долл./т для варианта «Базовые цены на СПГ» и 418 долл./т для варианта «Низкие цены на СПГ», цены на газ, отбираемый из транзитного МГ, – 180 долл./тыс. м³ для всех сценариев.

В части структуры ГСС Монголии и этапности её развития (Таблица 1) сравнительный анализ результатов моделирования позволил выявить следующее:

- 1) при росте газопотребления расширяются границы эффективности строительства МГ,
- 2) при низких ценах на импортируемый СПГ строительство собственных заводов по его производству утрачивает экономическую привлекательность.

На Рисунке 2 показан пример потокораспределения газа на конец интервала моделирования для сценария «Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации». В этом сценарии предполагается строительство заводов по производству СПГ в городах Эрдэнэт, Улан-Батор, Дархан, Зуунмод и Сайншанд, в качестве сырья для которых используется газ, отбираемый из транзитного МГ, а также МГ Эрдэнэт – Дархан – Сухэ-Батор. В целом, сравнивая результаты моделирования для четырёх сценариев, можно отметить, что основные

перспективы формирования ГСС Монголии связаны с поэтапным строительством заводов по производству СПГ суммарной мощностью до 1,2 млн т в год. Строительство МГ диаметром до 325 мм может быть целесообразно между городами Дархан и Эрдэнэт и в восточной части страны.

Таблица 1 – Структура ГСС Монголии и этапность её формирования

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

Конкурентоспособность газа, отбираемого из транзитного газопровода, в сравнении с импортом СПГ, подтверждается тем, что он занимает основную долю в структуре поставок даже в сценариях низких цен на импортируемый СПГ (Рисунок 3).

Средневзвешенные по объёмам потребления газа экономически обоснованные цены в аймаках Монголии, рассчитанные при помощи производственно-финансовых моделей на основе решения оптимизационной задачи (1)–(25), составили 192–210 долл./тыс. м³ для сетевого газа (или регазифицируемого СПГ) и 303–449 долл./т для СПГ в зависимости от сценария. Эти оценки значительно превышают текущие цены на уголь, наиболее широко используемый вид топлива в Монголии. Данное обстоятельство говорит о необходимости создания специальных финансово-экономических и правовых механизмов для обеспечения экономической привлекательности газификации для перспективных потребителей газа.

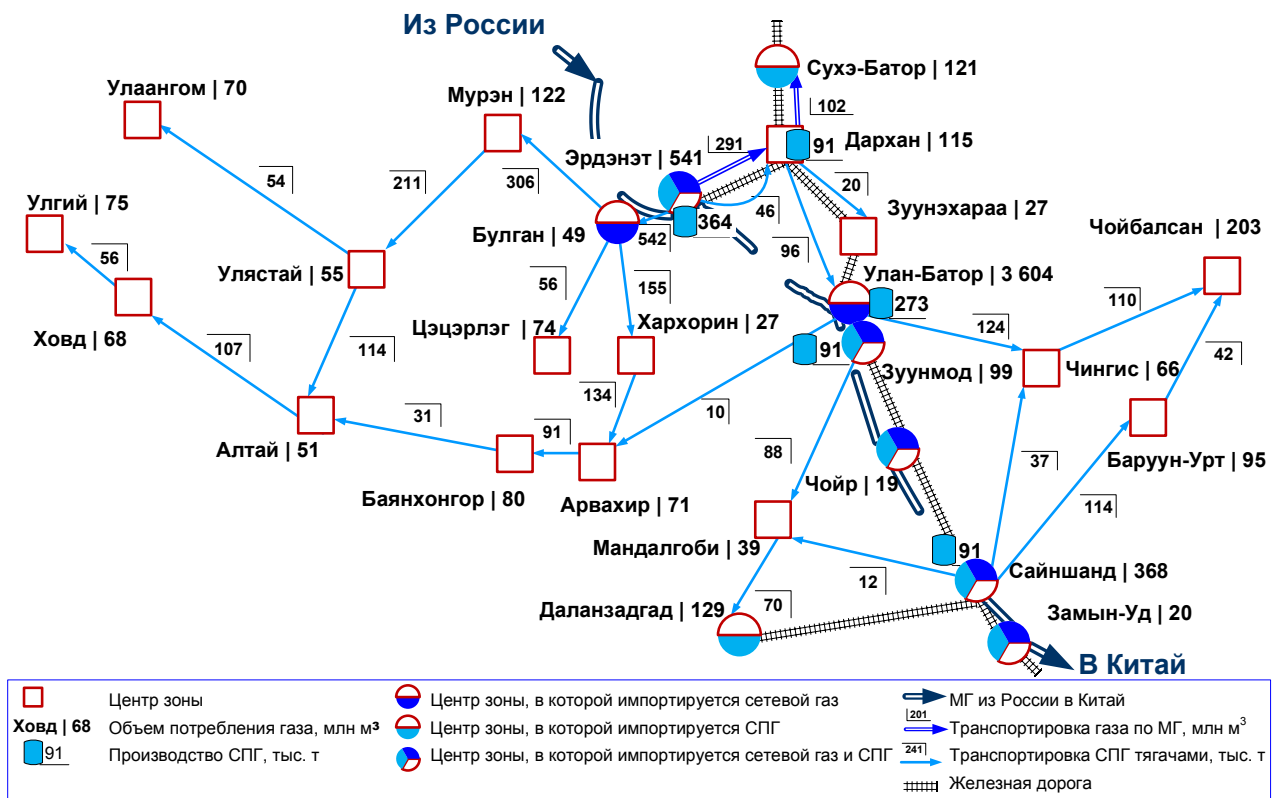


Рисунок 2 – Схема ГСС Монголии на конец интервала моделирования для сценария «Базовые цены на СПГ, базовый вариант газификации»

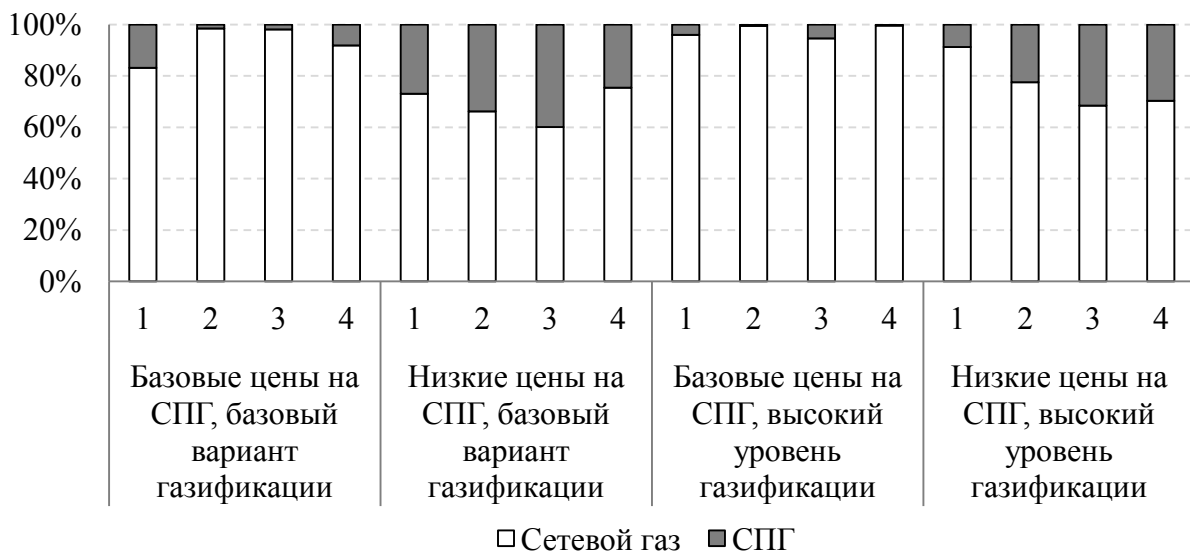


Рисунок 3 – Структура импорта природного газа по сценариям в динамике по периодам моделирования

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа посвящена разработке методического подхода к исследованию перспективных направлений формирования ГСС, включающей в себя МГ и системы снабжения СПГ.

Основные результаты работы.

1. Предложена схема исследования перспективных направлений формирования ГСС, предусматривающая использование имеющихся и предлагаемых автором моделей. 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, сформулированная в виде задачи смешанного целочисленного линейного программирования, отличительными чертами которой являются наличие отдельных материальных балансов для сетевого газа и СПГ, а также учёт загрузки производственных мощностей и эффекта экономии на масштабе при определении количества и мощности объектов ГСС.

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.

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, позволяющий учесть наличие спроса на СПГ со стороны транспортного сектора и удалённых от магистральных газопроводов потребителей при оценке структуры импорта газа (СПГ или трубопроводный газ) и направлений формирования ГСС.

6. Предложенный методический подход применён для оценки перспективных направлений формирования ГСС Монголии, включающей в себя подсистему снабжения СПГ. Результаты показывают, что

а) экспорт газа в Монголию по транзитному МГ из России в Китай обладает высокой конкурентоспособностью даже в условиях низких внешнеторговых цен на СПГ, что подтверждается, тем, что во всех рассмотренных сценариях моделирования доля газа, отбираемого из транзитного МГ, занимает основное место в структуре поставок;

б) 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 зависит от соотношения внешнеторговых цен на импортируемый СПГ и трубопроводный газ;

в) при текущих ценах на уголь на внутреннем рынке Монголии газификация страны возможна только в случае создания финансово-экономических и правовых механизмов, позволяющих повысить привлекательность природного газа с точки зрения межтопливной конкуренции, 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. Предложенное методическое обеспечение может быть применено для оценки перспективных направлений развития ГСС и других территорий, в настоящее время не обеспеченных природным газом.

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации

Статьи в журналах из перечня ВАК по специальности 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

1. Максакова, Д. В. Моделирование развития газотранспортной системы Монголии с учётом возможностей международного сотрудничества / Б. Г. Санеев, С. П. Попов, Д. В. Максакова // Известия РАН. Энергетика. – 2022. – № 2. – С. 27 – 43.
2. Максакова, Д. В. Электроводородная инфраструктура в Северо-Восточной Азии / С. Попов, О. Балдынов, К. Корнеев, Д. Максакова // Энергетическая политика. – 2021. – № 3. – С. 80–97.
3. Максакова, Д. В. Газификация Монголии: возможности многостороннего сотрудничества / Б. Г. Санеев, С. П. Попов, Д. В. Максакова // Энергетическая политика. – 2020. – № 3. – С. 34–45.
4. Максакова, Д. В. Оценка прогнозов развития ветроэнергетики стран Восточной Азии / С. П. Попов, К. А. Корнеев, Д. В. Максакова // Промышленная энергетика. – 2018. – № 3. – С. 53–58.

Статьи в журналах, индексируемых в системах цитирования Scopus и Web of Science

5. Maksakova, D. East Asian Transportation: Icebreaking into Low Carbon Future / S. Popov, O. Baldynov, K. Korneev, D. Maksakova // Johnson Matthey Technology Review. – 2020. – Vol. 64, № 3. – Pp. 338–352.
6. Максакова, Д. В. Технико-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, Д. В. Максакова, О. А. Балдынов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 11. – С. 124–139.

Статьи в прочих журналах

7. Maksakova, D. V. East Asia as an object for Russia-Mongolia energy cooperation / S. P. Popov, D. V. Maksakova // Energy Systems Research. – 2018. – № 4. – Pp. 45–55.
8. Максакова, Д. В. Ценообразование и финансовая результативность газовой отрасли / Д. В. Максакова, И. Н. Щербакова, С. П. Попов // Финансы. – 2019. – № 1. – С. 50–54.
9. Maksakova, D. International energy cooperation in North-East Asia: problems of development / B. G. Saneev, S. P. Popov, K. A. Korneev, D. V. Maksakova // Energy Systems Research. – 2019. – № 1. – Pp. 21–27.
10. Максакова, Д. В. Институты ценообразования на газовом рынке Восточной Азии: значение и последствия для России / Б. Г. Санеев, С. П. Попов, Д. В. Максакова // Газовая

промышленность. – 2019. – № 5. – С. 110–118.

11. Максакова, Д. В. Исследование перспектив формирования газовой отрасли Монголии: методология и результаты / Б. Г. Санеев, С. П. Попов, Д. В. Максакова // Газовая промышленность. – 2022. Спецвыпуск №1 (829). – С. 116–120.
12. Максакова, Д. В. Оценка возможностей и направлений создания электроводородной инфраструктуры в Северо-Восточной Азии / С. П. Попов, Д. В. Максакова, О. А. Балдынов // Геоэкономика энергетики. – № 1 (17). – С. 132–155.
13. Maksakova, D. Prospective Markets for Russian and Mongolian Energy Resources in the Region of North-East Asia / S. Popov, B. Saneev, D. Maksakova, O. Baldynov // Energy Systems Research. – 2022. – Vol. 5, № 2. – Pp. 13–19.
14. Maksakova, D. V. Change in the Architecture of Energy Markets in North-East Asia / S. P. Popov, D. V. Maksakova, O. A. Baldynov // Energy Systems Research. – 2023. – № 1. – Pp. 1–21.

Статьи в сборниках конференций, индексируемых в системе цитирования Scopus

15. Maksakova, D. Gas transportation system development in Mongolia under gas prices uncertainty / D. Maksakova // E3S Web of Conferences. – 2021. – Vol. 289. – 04006.
16. Maksakova, D. Modelling gas supply systems with a high role of autonomous consumers (the case of Mongolia) / D. Maksakova, S. Popov // E3S Web of Conferences. – 2020. – Vol. 209. – 05010.
17. Maksakova, D. Hydrogen Energy: a New Dimension for the Energy Cooperation in the Northeast Asian Region / S. Popov, D. Maksakova, O. Baldynov, K. Korneev // E3S Web of Conferences. – 2020. – Vol. 209. – 05017.
18. Maksakova, D. V. One approach to the study of gas pricing based on gas supply systems modelling (the case of Northeast Asia) / Popov S. P., Maksakova D. V. // E3S Web of Conferences. – 2019. – Vol. 114. – 02004.
19. Maksakova, D. Institutional Issues of International Power Grid Development in Northeast Asia / S. Popov, K. Korneev, D. Maksakova // E3S Web of Conferences. – 2018. – Vol. 27. – 01002.

Статьи в сборниках конференций

20. Максакова, Д. В. Эволюция механизмов ценообразования на природный газ в Китае / Д. В. Максакова // Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 47. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – С. 69–74.
21. Максакова, Д. В. Механизмы разработки залежей сланцевого газа: опыт США и китайская специфика / Д. В. Максакова // Системные исследования в энергетике. Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 48. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. – С. 71–80.
22. Максакова, Д. В. Роль СПГ в энергетической кооперации Монголии с Россией и Китаем / Д. В. Максакова // Сборник трудов 75-й Международной молодежной научной

конференции «Нефть и газ – 2021». – Москва : Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – С. 241–250.

23. Максакова, Д. В. Развитие методологии оценки энергетических рынков стран Восточной Азии с учётом парадигмы «Энергетического перехода» / С. П. Попов, Д. В. Максакова // Системные исследования в энергетике: энергетический переход / под ред. Н. И. Воропая и А. А. Макарова. – ИСЭМ СО РАН, 2021. – С. 141–155.
24. Максакова, Д. В. Разработка многоуровневой системы моделирования для исследования газотранспортной инфраструктуры в странах Северо-Восточной Азии / Д. В. Максакова, С. П. Попов // Приоритеты научно-технологического развития энергетики России: сборник докладов Школы молодых ученых. – Москва : ИНЭИ РАН, 2021. – С. 95–100.

Главы в монографиях

25. Максакова, Д. В. Состояние и предпосылки развития ветроэнергетики стран Восточной Азии / С. П. Попов, К. А. Корнеев, Д. В. Максакова // Региональные аспекты ветроэнергетики / Иванова И. Ю., Карамов Д. Н., Постников И. В. [и др.]; отв. редакторы В. А. Стенников, В. Г. Курбацкий; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН. – Новосибирск : СО РАН, 2020. – С. 35–56.
26. Максакова, Д. В. Возможности и направления сотрудничества России и Монголии в газовой сфере / Б. Г. Санеев, С. П. Попов, Д. В. Максакова // Энергетическое сотрудничество России и Монголии: современное состояние, взгляд в будущее / под ред. Б. Г. Санеева, С. Батмунха. – Иркутск-Улан-Батор, 2021. – С. 281–289.

Отпечатано в типографии «Дубль Принт»

664046, г. Иркутск, ул. Волжская, 14, оф. 112

Заказ № 2247, тираж 150 экз.