

Известия

ISSN 0002-3310

Российской академии наук

ЭНЕРГЕТИКА



НАУКА
— 1727 —

2024

5

СОДЕРЖАНИЕ

Методы и модели формирования и обоснования эффективности и надежности централизованно-распределенных теплоснабжающих систем <i>В. А. Стенников, И. В. Постников, Е. Е. Медникова</i>	3
Воспроизводство запасов минерально-сырьевой базы ТЭК как один из основных аспектов обеспечения энергетической безопасности России <i>С. М. Сендеров</i>	15
Анализ влияния крупномасштабных возмущений в работе газовой отрасли на обеспечение энергетической безопасности регионов СЗФО <i>С. М. Сендеров, Е. М. Смирнова, С. В. Воробьев</i>	27
Выбор источников энергии у активных потребителей в системе централизованного теплоснабжения с применением агентных технологий <i>Е. А. Барахтенко, Г. С. Майоров, Д. В. Соколов, В. Б. Ташлыкова</i>	42
Модельные представления теории теплового удара вязкоупругих тел <i>Э. М. Карташов, С. С. Крылов</i>	59
Оценка влияния теплотехнических характеристик непроектных бурых углей на их пригодность для сжигания в топке энергетического котла <i>С. Л. Чернов, В. Б. Прохоров, В. Д. Апаров, А. В. Пай</i>	74
Численное моделирование горения угля в топочной камере котельного агрегата <i>А. В. Гиль, К. И. Мальцев, Н. В. Абрамов, С. А. Пузырёв</i>	88

CONTENTS

Methodological Provisions to the Formation and the Ensuring of Efficiency and Reliability of District-Distributed Heating Systems <i>V. A. Stennikov, I. V. Postnikov, E. E. Mednikova</i>	3
Reproduction of the Mineral Resource Base of the Energy Sector as one of the Main Aspects of Russia's Energy Security Ensuring <i>S. M. Senderov</i>	15
Assessment of the Level of Energy Security of Regions in Emergency Situations in the Gas Industry Using the Example of the Northwestern Federal District <i>S. M. Senderov, E. M. Smirnova, S. V. Vorobev</i>	27
Selection of Energy Sources for Prosumers in the Centralized Heat Supply System Using Agent Technologies <i>E. A. Barakhtenko, G. S. Mayorov, D. V. Sokolov, V. B. Tashlykova</i>	42
Model Representations of the Theory of Thermal Shock of Viscoelastic Bodies <i>E. M. Kartashov, S. S. Krylov</i>	59
Assessment of the Influence of Thermal Characteristics of Non-design Lignite on their Suitability for Combustion in the Furnace of an Energy Boiler <i>S. L. Chernov, V. B. Prokhorov, V. D. Aparov, A. V. Pai</i>	74
Numerical Simulation of Coal Combustion in the Combustion Chamber of a Boiler Unit <i>A. V. Gil, K. I. Maltsev, N. V. Abramov, S. A. Puzyrev</i>	88

УДК 620.9 : 697.341 : 658.264 : 519.718.2 : 65.011.46

МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ И ОБОСНОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО- РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ

© 2024 г. В. А. Стенников^{1, *}, И. В. Постников^{1, **}, Е. Е. Медникова^{1, ***}

¹*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем
энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук
Иркутск, Россия*

**e-mail: sva@isem.irk.ru*

***e-mail: postnikov@isem.irk.ru*

****e-mail: isem348@mail.ru*

Поступила в редакцию 11.11.2024 г.

После доработки 12.11.2024 г.

Принята к публикации 14.11.2024 г.

Предлагается методология решения задач оптимального развития теплоснабжающих систем: анализа зон эффективности и надежности теплоснабжения потребителей. При решении обеих задач применяется узловой подход, позволяющий получать наиболее детализированные результаты, максимально адаптированные к реальным условиям. На основе предложенных методов и моделей разработан алгоритм трансформации существующих теплоснабжающих систем в централизованно-распределенные системы с имплементацией просьюмеров (активных потребителей) для покрытия нагрузки, выходящей за границы эффективности централизованного теплоснабжения.

Ключевые слова: централизованно-распределенная теплоснабжающая система, просьюмер, радиус эффективного теплоснабжения, надежность теплоснабжения, показатели узловой надежности

DOI: 10.31857/S0002331024050017

ВВЕДЕНИЕ

Оптимальное развитие теплоснабжающих систем (ТСС) предполагает решение многих научно-методических задач. В фундаментальной монографии [1] приведена достаточно обширная методическая база для их решения применительно к традиционным действующим централизованным ТСС. В то же время на современном этапе развития ТСС трансформируются в системы *централизованно-распределенного* типа, оптимально сочетающие централизованную и распределенную генерацию тепловой энергии (ТЭ) с интеграцией различных энергетических технологий (в том числе возобновляемой энергетики) для достижения максимальной эффективности

и надежности теплоснабжения потребителей. Данный этап энергоперехода в теплоснабжении соответствует так называемым системам теплоснабжения 4-го поколения¹ [2–5] (4G district heating systems). Сектор распределенного теплоснабжения в этих системах формируется прежде всего на уровне активных потребителей или *просьюмеров* [6–9] (prosumer: professional consumer или producer & consumer). Внедрение просьюмеров с собственными источниками тепловой энергии (ИТ) определяет новые свойства функционирования рассматриваемых систем, что требует разработки методического обеспечения для решения задач их функционирования, управления и развития. Одной из таких задач является определение оптимального соотношения секторов централизованного и распределенного теплоснабжения. При этом эффективные технико-экономические решения должны отвечать требованиям надежности теплоснабжения потребителей.

В настоящей работе предлагается ряд методов и алгоритм для решения научно-методических задач анализа и обеспечения эффективности и надежности централизованно-распределенных ТСС, а также критерии формирования таких систем. Методология решения основана на общих принципах системных исследований в энергетике с использованием технико-экономических моделей функционирования исследуемых систем, закономерностей теории надежности и случайных процессов, методов теории гидравлических цепей и некоторых других методов.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРАНИЦ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ТСС

Определение границ эффективности централизованного теплоснабжения осуществляется на основе критерия *радиуса эффективного теплоснабжения* (РЭТ). Согласно [10] под РЭТ понимается максимальное расстояние от потребителя до ближайшего ИТ, при превышении которого его подключение к данной ТСС нецелесообразно по причине увеличения затрат в системе. Вопрос определения этого показателя периодически поднимается в научной литературе [11–14]. Большинство существующих методов направлено на оценку интегрального радиуса для каждого ИТ при допущении равномерности распределения тепловых нагрузок (рис. 1), что для реальных систем является практически невыполнимым условием. Альтернативная методика изложена в [15], где приведена более подробная процедура расчета РЭТ по направлениям тепловой сети (ТС).

Основная идея предлагаемого методического подхода заключается в том, что для каждого ИТ системы необходимо проводить расчет РЭТ по каждому направлению тепломагистралей, подключенных к нему. Данный подход является узловым, т.е. предполагает расчет эксплуатационных затрат *для каждого узла* рассматриваемой тепломагистрали.

¹ Классификация четырех поколений развития ТСС в определенной мере условна, что связано с непрерывностью самого процесса развития и, как следствие, невозможностью установления четкой границы между системами “соседних” поколений по однозначным признакам. Так, действующие в России ТСС соответствуют 2-му поколению, хотя многие из них являются уникальными по масштабу и структуре, по многим показателям не имеющие аналогов в мире; большинство систем стран Европы, а также новых систем Китая – 3-му поколению (так называемые “скандинавские” ТСС), а к 4-му поколению относят лишь небольшое количество систем некоторых европейских стран (признанный лидер в этой группе – Дания).

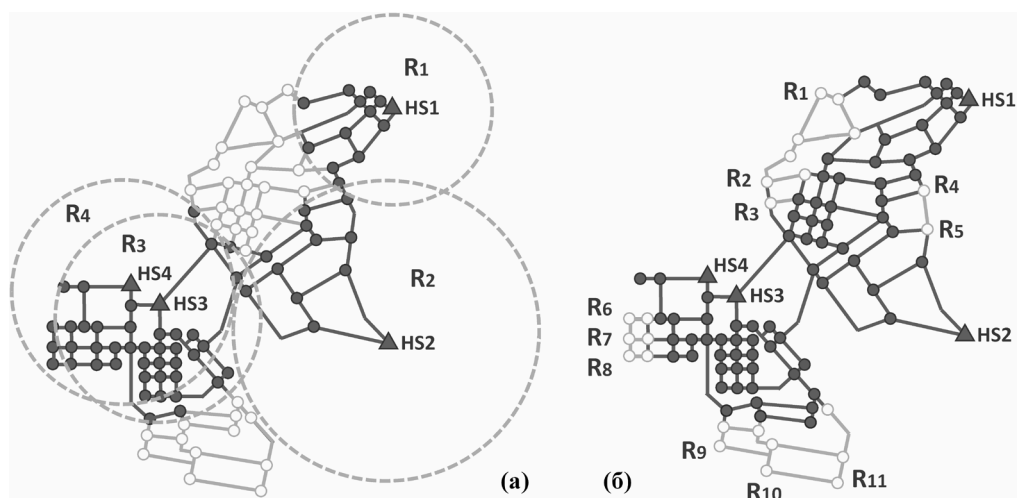


Рис. 1. Иллюстрация методов определения границ эффективности теплоснабжения в ТСС на основе критерия РЭТ: (а) интегральный подход – для каждого ИТ определен единый радиус из предположения о равномерности распределения тепловой нагрузки; (б) предлагаемый узловой подход – решения получены по узлам каждой магистрали от источников системы.

На рис. 2 представлена схема предлагаемой методики оценки РЭТ, состоящая из следующих основных этапов.

1. Формирование информационной базы для ТСС: фактические зоны действия централизованного теплоснабжения, включая территориальный план, нагрузки потребителей, места расположения, технико-экономические показатели ИТ, протяженность и параметры существующих и новых участков ТС.

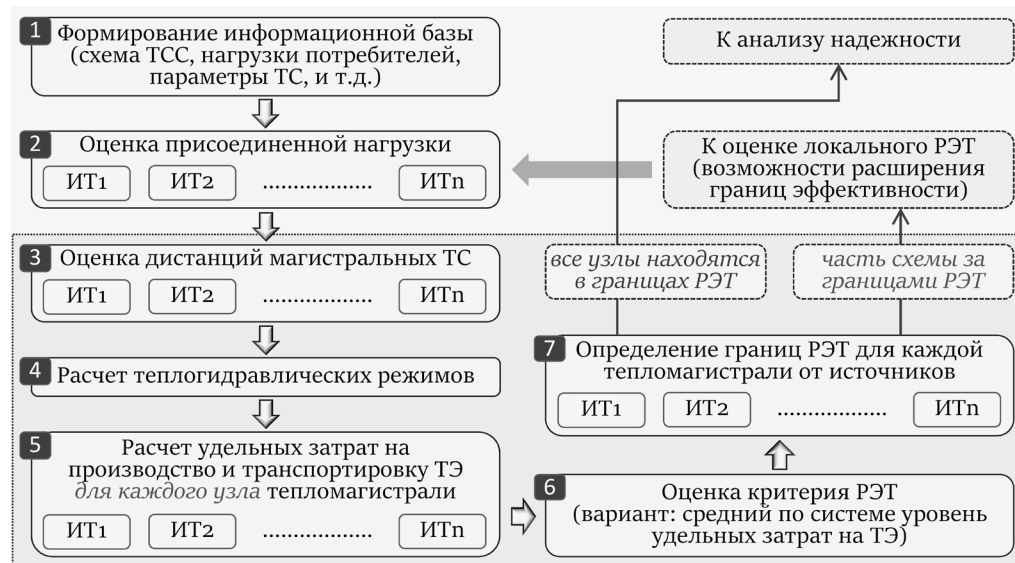


Рис. 2. Методика определения РЭТ в ТСС.

2. Оценка или уточнение фактических данных по присоединенной тепловой нагрузке для каждого централизованного ИТ. На данном этапе также устанавливается общий тепловой баланс в исследуемой системе.

3. Определение протяженности магистральных ТС для каждого ИТ в соответствии с зонами их действия (по полученным нагрузкам).

4. Расчет теплогидравлических режимов в ТС с применением методов теории гидравлических цепей [16].

5. Расчет удельных затрат на производство и транспортировку тепловой энергии (себестоимости) для каждого узла вдоль каждой магистрали сети от источников по зависимостям для определения затрат на производство и распределение ТЭ, приведенным в работах [1, 17].

6. Оценка критерия для оценки границ РЭТ. Нормативными документами [10, 18] эта граница определена на уровне средних по системе удельных затрат на производство и транспортировку ТЭ (могут использоваться и другие варианты этого критерия).

7. Определение границ РЭТ для каждой магистрали ТС, т.е. подмножества ее узлов, для которых себестоимость производства тепловой энергии не превышает назначенный критерий.

Далее, при условии, что все узлы находятся в границах РЭТ, осуществляется переход к анализу надежности системы (п. 3). В противном случае для частей схемы, выходящих за границы *системного* РЭТ, проводится оценка так называемого *локального* РЭТ [19], в результате которой определяются возможности по расширению границ эффективности теплоснабжения в пределах централизованной системы. Все математические модели, используемые в описанной методике, подробно рассмотрены в публикациях [20–22].

МЕТОДЫ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ ТСС НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО УЗЛОВОГО ПОДХОДА

Теплоснабжение потребителей ТСС должно отвечать не только требованиям экономической эффективности, но и требованиям надежности. Для проверки выполнения этих требований проводится анализ надежности, основанный на определении узловых показателей надежности (ПН). Достаточно масштабный обзор методов исследования надежности ТСС и их подсистем (ИТ и ТС) представлен в книге [23]. На основе этого обзора можно заключить, что существующие методы исследования, а также опыт их практического применения, направлены на проведение оценок надежности раздельно для ИТ и ТС. Разделение задач приводит к получению обособленных результатов, не позволяющих определить уровень надежности теплоснабжения потребителей с учетом совместного вклада каждой подсистемы и их взаимовлияния (эффект эмерджентности при реализации совместных отказов), что в значительной степени проявляется при работе нескольких источников на единую централизованную сеть.

Мы предлагаем комплексный подход, состоящий в определении интегрального воздействия объектов подсистем ТСС на надежность теплоснабжения потребителей. Общая схема методики анализа надежности, основанной на этом подходе, приведена на рис. 3. Комплекс задач анализа надежности и методов их решения разделен на два основных блока (рис. 3): физическое (блок 1) и вероятностное (блок 2)

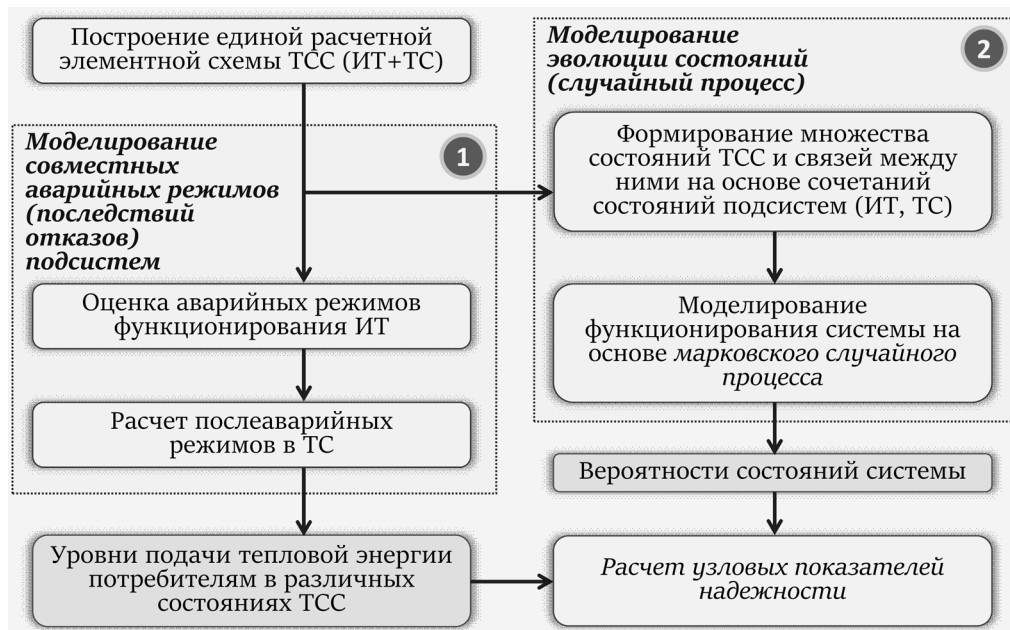


Рис. 3. Основные компоненты комплексного анализа надежности ТСС.

моделирование функционирования системы. Основой для моделирования служит единая элементная расчетная схема ТСС, полученная путем объединения схем ИТ и ТС. Множество состояний ТСС формируется как сочетание состояний его подсистем с учетом технологической возможности их реализации. Оценка вероятностей состояний ТСС производится с учетом заданных параметров надежности элементов (интенсивностей отказов и восстановлений) на основе модели марковского случайного процесса [23, 24]. Оценка аварийных режимов системы заключается в расчете соответствующих теплогидравлических режимов в ТС, моделируемых на основе моделей теории гидравлических цепей [16] с учетом совместимых отказов ИТ. Итоговый результат составляют узловые ПН, рассчитываемые с использованием ранее полученных результатов вероятностного моделирования состояний и оценки соответствующих аварийных режимов (см. рис. 3). Основными ПН являются коэффициент готовности и вероятность безотказной работы, для которых установлены требуемые значения [23, 25]. Методология комплексного анализа надежности ТСС и ее практические приложения подробно изложены в работах [26–30].

АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ТСС

На основе совместного использования методов решения задач анализа эффективности и надежности теплоснабжения построен алгоритм формирования централизованно-распределенных ТСС, который представлен на рис. 4. Методическая процедура содержит 4 основных блока: А – определение границ эффективности централизованного теплоснабжения исходной схемы на основе критерия РЭТ; блок В – анализ надежности в границах эффективности с переходом к блоку синтеза

(обеспечения) надежности при необходимости; блок С – определение границ эффективности распределенного сектора теплоснабжения, формируемого из узлов исходной схемы, находящихся за границами РЭТ; блок D – анализ и обеспечение надежности распределенного сектора теплоснабжения на базе просьюмера. В блоках А и С используется методика, изложенная в п. 2, а в блоках В и D (в части анализа надежности) – методические подходы, изложенные в п. 3.

Решение о формировании (локализации) сектора распределенного теплоснабжения принимается на этапе А-7 (рис. 4) при сочетании двух условий: 1) часть схемы ТСС находится за границами РЭТ; 2) нет возможности структурно-параметрических решений по расширению границ РЭТ в пределах существующей централизованной системы. На данном этапе происходит разветвление алгоритма на два типа системы – централизованный и централизованно-распределенный. В последнем случае выделяется несколько групп конечных узлов потребления, предназначенных для подключения к распределенным ИТ. При этом обобщенный потребитель распределенного сектора становится активным потребителем или просьюмером, оставаясь подключенным к централизованной системе, но обладая собственной генерацией [6–9].

Для каждого локализованного распределенного сектора решаются две группы задач, направленных на выполнение требований эффективности и надежности (блоки С и D на рис. 4). После выбора технологических решений просьюмера (тип, схема, параметры ИТ, условия подключения) проводится анализ границ РЭТ внутри его системы. При наличии потребителей, находящихся за этими границами, предполагается их подключение к источнику второго уровня распределенного теплоснабжения: таким образом формируется двухуровневая (в общем случае – многоуровневая) иерархическая структура со своими просьюмерами на каждом уровне генерации. При этом, вследствие перераспределения нагрузки, потребуются корректировка полученных решений по радиусу и надежности для систем более высокого уровня. Вопросы оптимального согласования графиков загрузки централизованных и распределенных ИТ составляют предмет отдельного исследования и выходят за рамки данной работы. Некоторые методические решения по данному вопросу предложены в [31–34].

Параллельно с определением РЭТ для распределенного сектора теплоснабжения проводится анализ надежности, по результатам которого проверяется выполнение соответствующих требований к используемым узловым ПН [23, 25]. Для узлов с нарушением надежности должны быть разработаны мероприятия по ее обеспечению. Учитывая небольшую протяженность сетевой части распределенного сектора (по сравнению с централизованной системой), одним из эффективных решений по повышению надежности представляется резервирование участков ТС путем закольцовывания путей снабжения от источника, что позволяет перераспределять потоки теплоносителя при отказах, обеспечивая аварийную подачу ТЭ. Для выбора оптимальной схемы резервирования ТС рекомендуется использовать соответствующие методы, предложенные в книге [23]. Для централизованной части системы также решается задача анализа надежности, при нарушении которой осуществляется переход к этапу ее оптимизации (синтеза). В качестве возможного их решения могут быть использованы методы оптимизации надежности ТСС, изложенные в работе [30].

Описанный выше алгоритм в упрощенной форме приведены на рис. 5, который иллюстрирует основные этапы формирования централизованно-распределенной ТСС. На этапе I определяются границы эффективности централизованно-теплоснабжения исходной схемы ТСС на основе критерия РЭТ. Далее, на этапе

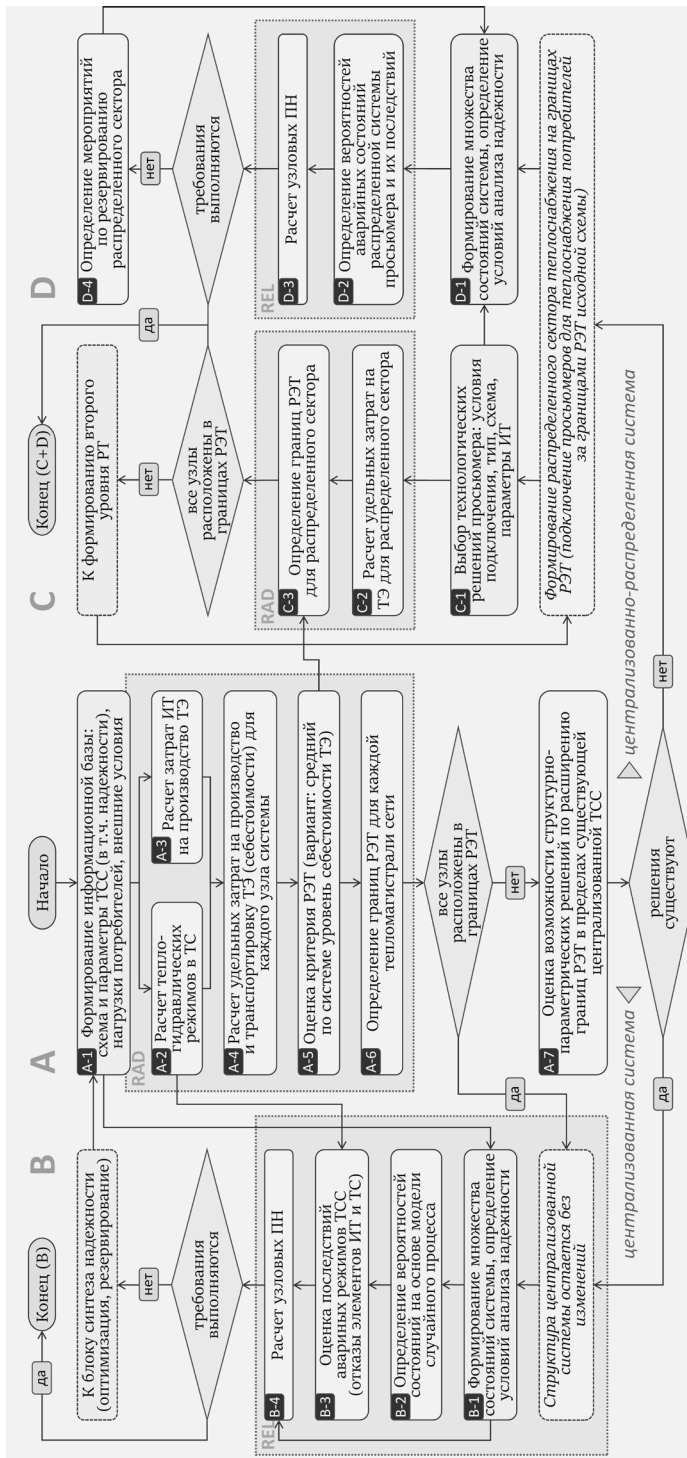


Рис. 4. Алгоритм решения исследуемых задач развития централизованно-распределенных ТСС: блок А – определение границ эффективно-сти централизованного теплоснабжения исходной схемы на основе критерия РЭГ; блок В – анализ надежности в границах эффективности с переходом к блоку синтеза (обеспечения) надежности границ эффективности распределенного распределения надежности, формируемого из узлов исходной схемы, находящихся за границами РЭГ; блок С – анализ и обеспечение надежности распределенного сектора теплоснабжения на базе просьмера.

II производится локализация секторов распределенного теплоснабжения с переходом к решению задач функционирования внутри локализованных подсистем просьюмеров.

Этап III соответствует определению границ РЭТ в пределах выбранного распределенного сектора на базе просьюмера. При наличии потребителей, находящихся за этими границами, предполагается их подключение к источнику второго уровня РТ: таким образом формируется двухуровневая (в общем случае многоуровневая) иерархическая структура со своими просьюмерами на каждом уровне. На этапе IV решается задача анализа надежности в полученных границах эффективности выбранного сектора с выявлением «ненадежных» узлов и последующим их резервированием. На этапе V формируется итоговая многоуровневая подсистема распределенного

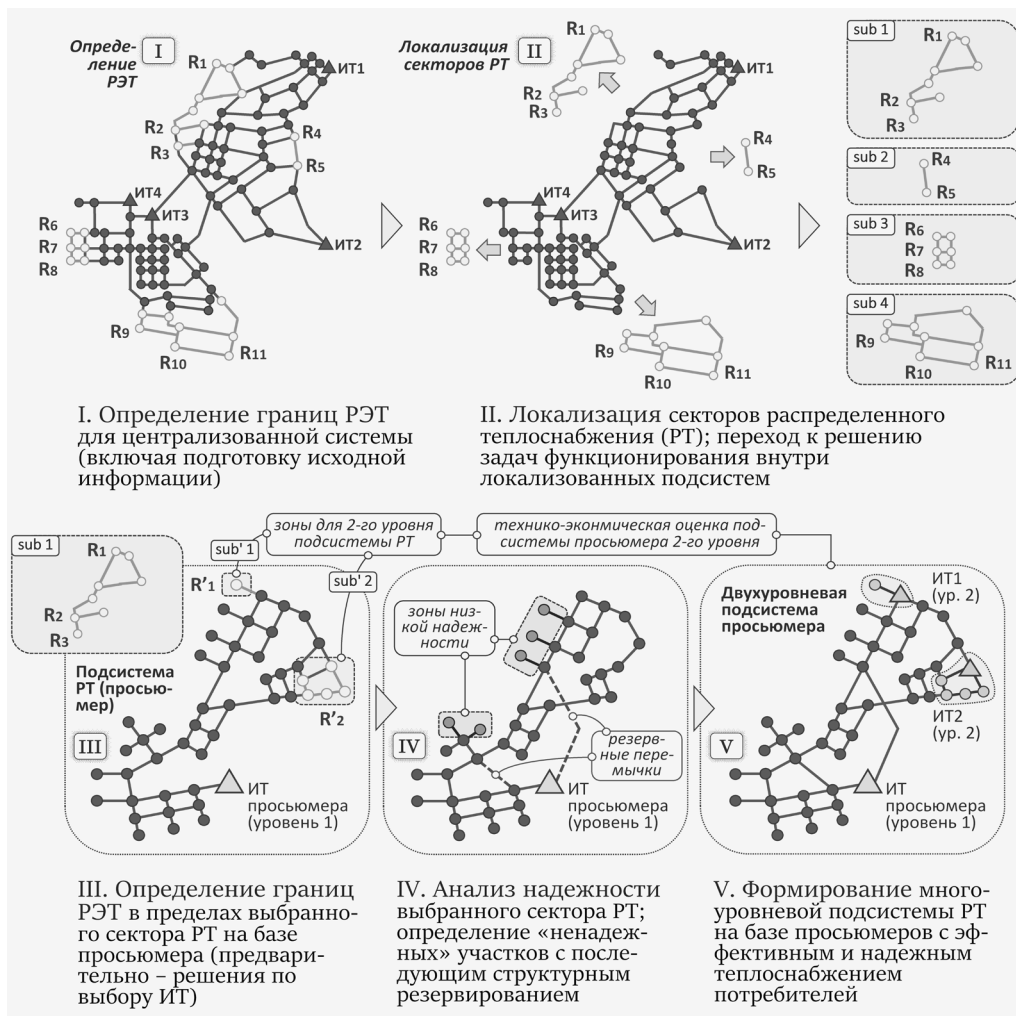


Рис. 5. Этапы формирования централизованно-распределенных ТСС с определяющими критериями экономической эффективности (радиус эффективного теплоснабжения) и надежности теплоснабжения (узловые показатели надежности).

теплоснабжения на базе просьюмеров с эффективным и надежным теплоснабжением потребителей. Применяемые методы и модели имеют определенные допущения, а предложенный алгоритм не рассматривается как завершённый этап исследований, но они позволяют в “первом приближении” эффективно решать поставленные методические и практические задачи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе мы объединили методические разработки по решению задач обеспечения эффективности и надежности теплоснабжения для формирования подходов и принципов решения соответствующих задач для централизованно-распределенных ТСС. Предложенные методы и модели легли в основу алгоритма трансформации существующих ТСС в централизованно-распределенные системы с имплементацией просьюмеров для покрытия нагрузки, выходящей за границы эффективности централизованного теплоснабжения. Конечно, применяемые методы и модели имеют некоторые ограничения и допущения, а предложенный алгоритм не рассматривается как завершённый этап исследований, но в то же время они позволяют в “первом приближении” эффективно решать поставленные в исследовании задачи (практические приложения в работе не рассматриваются).

Развитие предложенной методологии предполагает решение многих научно-методических и прикладных задач. На данном этапе мы выделяем следующие приоритетные направления.

1. Определение обратной связи решений, полученных на различных уровнях централизованно-распределенной ТСС. Изменение удельных затрат на производство и распределение ТЭ в локализованной системе просьюмера (или сразу нескольких) повлияет на величину общесистемного критерия определения границ РЭТ. При этом чем большая нагрузка будет передана в распределенный сектор, тем более значительным будет отклонение РЭТ от его исходного значения. По скорректированному критерию, в свою очередь, должны быть пересмотрены ранее полученные границы эффективности централизованного теплоснабжения. При корректировке этих границ очевидно потребуются и переоценка технико-экономических показателей секторов распределенного теплоснабжения, которые повторно внесут корректировку в уровень РЭТ. В итоге для получения оптимальной централизованно-распределенной структуры системы потребуются итерационная процедура с “плавающим” критерием РЭТ, реализуемая до некоторого равновесного решения с приемлемой точностью.

2. Разработка методов оптимальной (по экономическому критерию) загрузки централизованных и распределенных источников в соответствии с графиком тепловой нагрузки потребителей на расчетный период (например, отопительный сезон). Полученные решения позволят более корректно определять интегральные (суммарные за рассматриваемый период) эффекты от внедрения просьюмеров. Предполагается, что для поиска равновесного решения между системой и просьюмером будет применен метод двухуровневого программирования, ранее успешно использовавшийся при решении подобных задач.

3. Рассмотрение схем подключения распределенных ИТ к централизованной системе, условий и требований по их надежному функционированию в составе

централизованно-распределенной системы в течение всего расчетного периода с учетом возможных аварийных состояний.

4. Усиление методов обеспечения надежности централизованно-распределенной ТСС: более широкое применения различных способов функционального и структурного резервирования в подсистемах просьюмеров, в том числе с возможностью отпуска тепловой энергии в систему для компенсации аварийных недоотпусков.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0002) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. Новосибирск: Наука, 1987.
2. Lund H., Østergaard P., Chang M., et al. The status of 4th generation district heating: Research and results. *Energy*, 2018, Vol. 164, pp. 147–159.
3. Revesz A., Jones P., Dunham C., et al. Developing novel 5th generation district energy networks. *Energy*, 2020, Vol. 201, 117389.
4. Kallert A., Egelkamp R., Bader U., et al. A multivalent supply concept: 4th Generation District Heating in Moosburg an der Isar. *Energy Reports*, 2021, Vol. 7(4), pp. 110–118.
5. Pakere I., Gravelsins A., Lauka D., et al. Linking energy efficiency policies toward 4th generation district heating system. *Energy*, 2021, Vol. 234, 121245.
6. Brange L., Englund J., Lauenburg P. Prosumers in district heating networks — A Swedish case study. *Applied Energy*, 2016, Vol. 164, pp. 492–500.
7. Zinsmeister D., Lickederer T., Christange F., et al. A comparison of prosumer system configurations in district heating networks. *Energy Reports*, 2021, Vol. 7(4), pp. 430–439.
8. Gross M., Karbasi B., Reinert T., et al. Implementing prosumers into heating networks. *Energy*, 2021, Vol. 230, 120844.
9. Pipicello M., Caldera M., Cozzini M., et al. Experimental characterization of a prototype of bidirectional substation for district heating with thermal prosumers. *Energy*, 2021, Vol. 223, 120036.
10. Федеральный закон от 27.07.2010 №190-ФЗ (ред. от 29.12.2014) “О теплоснабжении”.
11. Якимов Л.К. Предельный радиус действия теплофикации. Тепло и сила, 1931, № 9, С. 8–10.
12. Семенов В.Г., Разоренов Р.Н. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удалённости потребителей. Новости теплоснабжения, 2006, № 6, С. 36–38.
13. Папушкин В.Н. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое. Новости теплоснабжения, 2010, № 9, С. 44–49.
14. Чичирова Н.Д., Ахметова И.Г. Оценка эффективного радиуса систем централизованного теплоснабжения города Казани. Труды Академэнерго, 2016, № 1, С. 89–95.
15. Папушкин В.Н., Полянцев С.О., Щербаков А.П., Храпков А.А. Методика расчета радиуса эффективного теплоснабжения для схем теплоснабжения. Электронный ресурс “РосТепло.ру”. URL: https://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=1601 (дата обращения 21.07.2022).
16. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. Москва: Наука, 1985.

17. *Penkovskii A., Stennikov V., Mednikova E., Postnikov I.* Search for a market equilibrium of Cournot-Nash in the competitive heat market. *Energy*, 2018, Vol. 161, pp. 193–201.
18. Приказ Минэнерго России № 565, Минрегиона России № 667 от 29.12.2012 “Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения”.
19. *Медникова Е.Е., Стенников В.А., Постников И.В.* Разработка методики оценки эффективности присоединения новых потребителей к теплоснабжающей системе. *Промышленная энергетика*, 2018, № 2, С. 13–20.
20. *Стенников В.А., Медникова Е.Е., Постников И.В. и др.* Разработка методики расчета радиуса эффективного теплоснабжения. *Промышленная энергетика*, 2017, № 11, С. 25–32.
21. *Stennikov V., Iakimets E.* Optimal planning of heat supply systems in urban areas. *Energy*, 2016, Vol. 110, pp. 157–165.
22. *Stennikov V., Mednikova E., Postnikov I., Penkovskii A.* Optimization of the effective heat supply radius for the district heating systems. *Environmental and Climate Technologies*, 2019, Vol. 23(2), pp. 207–221.
23. *Сеннова Е.В., Смирнов А.В., Ионин А.А. и др.* Надежность систем теплоснабжения. Новосибирск: Наука, 2000.
24. *Postnikov I., Stennikov V.* Modifications of probabilistic models of states evolution for reliability analysis of district heating systems. *Energy Reports*, 2020, Vol. 6, pp. 293–298.
25. СНиП 41-02-2003 “Тепловые сети”. М.: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012.
26. *Стенников В.А., Постников И.В.* Комплексный анализ надежности теплоснабжения потребителей. *Известия РАН. Энергетика*, 2011, № 2, С. 107–121.
27. *Stennikov V.A., Postnikov I.V.* Methods for the integrated reliability analysis of heat supply. *Power Technology and Engineering*, 2014, Vol. 47(6), pp. 446–453.
28. *Stennikov V.A., Postnikov I.V.* Methodological support for a comprehensive analysis of fuel and heat supply reliability. In: “Sustaining power resources through energy optimization and engineering”) by ed. Vasant P. and Voropai N.I. Hershey PA: Engineering Science Reference (an imprint of IGI Global), 2016.
29. *Postnikov I.* Application of the Methods for Comprehensive Reliability Analysis of District Heating Systems. *Environmental and Climate Technologies*, 2020, Vol. 24(3), pp. 145–162.
30. *Postnikov I., Stennikov V., Mednikova E., Penkovskii A.* Methodology for optimization of component reliability of heat supply systems. *Applied Energy*, 2018, Vol. 227, pp. 365–374.
31. *Postnikov I., Stennikov V., Penkovskii A.* Prosumer in the district heating systems: Operating and reliability modeling. *Energy Procedia*, 2018, Vol. 10, pp. 2530–2535.
32. *Penkovskii A., Stennikov V., Kravets A.* Bi-level modeling of district heating systems with prosumers. *Energy Reports*, 2020, Vol. 6(2), pp. 89–95.
33. *Стенников В.А., Постников И.В., Пеньковский А.В.* Методы и модели оптимального управления теплоснабжающими системами с активными потребителями тепловой энергии. *Известия Российской академии наук: Энергетика*, 2021, № 3, С. 12–23.
34. *Стенников В.А., Пеньковский А.В., Кравец А.А.* Двухуровневое моделирование теплоснабжающих систем с учетом активных потребителей. *Промышленная энергетика*, 2021, № 6, С. 10–19.

Methodological Provisions to the Formation and the Ensuring of Efficiency and Reliability of District-Distributed Heating Systems

V. A. Stennikov^{a, *}, I. V. Postnikov^{a, **}, E. E. Mednikova^{a, *}**

^aMelentiev Energy Systems Institute SB RAS, Irkutsk, Russia

**e-mail: sva@isem.irk.ru*

***e-mail: postnikov@isem.irk.ru*

****e-mail: isem348@mail.ru*

This study proposes a methodology for solving two problems of optimal development of district heating systems: analysis of efficiency areas and reliability of heat supply. In solving both problems, we adopt a nodal approach, which allows us to get detailed results that are most suitable to the real-world conditions. Based on the proposed methods and models, we develop an algorithm for transforming existing district heating systems into district-distributed heating systems with prosumers implemented into the network to serve the loads that fall outside the range of efficient operation of a district heating system. Wherein, the distributed sector is formed based on a prosumer that has its own generation, covering part of its own heat load and providing an additional functional and time redundancy for the system. As a result, conclusions and directions for further research are formulated.

Keywords: district-distributed heating systems, prosumer, radius of effective heat supply, reliability of heat supply, indices of nodal reliability

УДК 338.24:621.3

ВОСПРОИЗВОДСТВО ЗАПАСОВ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ТЭК КАК ОДИН ИЗ ОСНОВНЫХ АСПЕКТОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ

© 2024 г. С. М. Сендеров*

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

**e-mail: ssm@isem.irk.ru*

Поступила в редакцию 28.10.2024 г.

После доработки 08.11.2024 г.

Принята к публикации 12.11.2024 г.

В статье характеризуется ситуация с производством и потреблением первичных топливно-энергетических ресурсов в России за период 2021–2023 гг. Показаны основные складывающиеся тенденции, и характеризуются основные угрозы энергетической безопасности, в т.ч. угроза ухудшения качества запасов минерально-сырьевой базы ТЭК. Показаны основные объекты индикативного анализа, декларируемые в Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации, среди которых важное место занимает объект “Отношение прироста балансовых запасов первичных ТЭР к объемам их добычи”. На основании данных о динамике воспроизводства запасов природного газа, нефти, угля и урана за предстоящий пятилетний период определяются значения важнейших индикаторов данного объекта и формируется представление об итоговой качественной оценке ситуации по всему объекту анализа. В статье анализируются основные причины и делаются выводы о складывающихся тенденциях в деле возобновления промышленно-извлекаемых запасов основных первичных ТЭР и возможных последствиях ухудшения ситуации.

Ключевые слова: критически важные объекты, надежность топливо- и энергоснабжения, газовая отрасль, недоотпуск электрической и тепловой энергии

DOI: 10.31857/S0002331024050029

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время обеспечение энергетической безопасности (ЭБ) в Российской Федерации осуществляется в соответствии с основными положениями Доктрины энергетической безопасности, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 г. № 216 [1] (далее – Доктрина). Основные угрозы энергетической безопасности и направления индикативного анализа в этой Доктрине в целом

сочетаются с предлагаемыми в утвержденной в 2012 г. первой Доктрине энергетической безопасности. В [2] по всем группам индикативного анализа были предложены и обсуждались важнейшие индикаторы федерального уровня, а также стратегические угрозы обеспечению энергетической безопасности страны.

Значительное внимание было уделено внешнеэкономическим и внешнеполитическим угрозам энергетической безопасности России. Это важная составляющая проблемы обеспечения ЭБ весомо обострилась, начиная с 2022 г., и усугубила проблемы с инвестированием развития капиталоемких энергетических отраслей, в первую очередь нефтяной и газовой. Проблемы инвестирования непосредственно влияют на степень реализации угрозы сокращения возможностей по освоению новых месторождений углеводородов, особенно в труднодоступных дорогах районах. Плюс к этому необходимо говорить и о проблеме уменьшения возможностей импорта современного оборудования в эти отрасли.

1. Производство и потребление основных первичных ТЭР в 2021–2023 гг.

В табл. 1 представлены фактические за три последних года показатели потребления первичных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) внутри России, объемы их производства, а также объемы экспорта нефти, газа и нефтепродуктов.

Цифры, показанные в табл. 1, свидетельствуют о постепенном увеличении объемов внутреннего потребления первичных ТЭР. В большей мере на это повышение влияет увеличение объемов потребления природного газа, что в свою очередь

Таблица 1. Потребление первичных ТЭР внутри России, их производство и экспорт в 2021–2023 гг., [3, 4]

Показатели	Годы		
	2021	2022	2023
Внутреннее потребление первичных ТЭР, всего, млн т у.т., в т.ч.	1173	1229	1248
– природный и попутный газ*, млрд м ³	470	484	500
– нефть, млн т	274	293	296
– уголь, млн т	158	182	189
– э/энергия ГЭС, АЭС, проч. ТЭР, млн т у.т.	136	135	127
Производство первичных ТЭР, всего, млн т у.т., в т.ч.	2018	1936	1877
– природный и попутный газ, млрд м ³	764	674	638
– нефть, млн т	524	535	530
– уголь, млн т	432	444	438
– э/энергия ГЭС, АЭС, проч. ТЭР, млн т у.т.	136	135	127
<i>Экспорт российского газа, млрд м³</i>	<i>244</i>	<i>184</i>	<i>145</i>
<i>Экспорт нефти, млн т</i>	<i>230</i>	<i>242</i>	<i>234</i>
<i>Экспорт н/продуктов, млн т</i>	<i>144</i>	<i>130</i>	<i>130</i>

* Не включает сверхнормативную закачку газа в ПХГ и потери.

является следствием активно проводимой политики повышения уровня газификации регионов. Также росло потребление нефти и угля. В то же время видно, что в эти годы производство первичных ТЭР имело обратную тенденцию, продиктованную снижением производства газа в объемах близких к объемам сокращения его экспорта. Экспорт газа из России в 2023 г. составил 145 млрд м³ (99,6 млрд м³ было экспортировано по магистральным газопроводам, 45,4 млрд м³ — в виде СПГ) [5].

Объемы внутреннего потребления нефти рассчитаны следующим образом: в 2023 г. в России было добыто 530 млн т нефти при этом экспортировано было 234 млн т [6]. Соответственно разница с учетом прочего и прямого потребления, а также потерь нефти составила 296 млн т [7]. Переработано было 275 млн т. В этом же году было произведено 137,9 млн т светлых нефтепродуктов, из которых 49,8 млн т — бензины, 88,1 млн т — дизельные топлива.

Выработка электроэнергии на ГЭС составила 203 млрд кВт·ч, на АЭС — 217 млрд кВт·ч, генерация электроэнергии с помощью ВИЭ (кроме ГЭС) — 7,8 млрд кВт·ч, что в сумме составило 427,8 млрд кВт·ч [8]. Используя значение среднего расхода условного топлива на ТЭС России в последние годы 296 г у.т./кВт·ч [9], можно говорить о том, что этот объем полученной электроэнергии (427,8 млрд кВт·ч) замещает примерно 127 млн т у.т., которые необходимо было бы потратить для ее производства.

2. Основные угрозы и группы анализа энергетической безопасности

В действующей с 2019 г. Доктрине описаны важнейшие угрозы энергетической безопасности по видам реализации. С позиций надежного топливо- и энергоснабжения потребителей внутри страны можно рассматривать следующие:

- несоответствие возможностей ТЭК потребностям социально-экономического развития Российской Федерации;
- снижение качества минерально-сырьевой базы (МСБ) ТЭК (истощение действующих месторождений, уменьшение размеров и снижение качества открываемых месторождений);
- недостаточная обеспеченность организаций ТЭК трудовыми ресурсами, в особенности высококвалифицированными кадрами.

Среди важнейших внутренних угроз ЭБ стоит рассматривать и значительный износ основных производственных фондов ТЭК. В дополнение к внутренним угрозам в Доктрине рассматриваются и так называемые трансграничные угрозы. С позиций надежности топливо- и энергоснабжения в их перечне наиболее актуальны: террористическая и диверсионная деятельность, наносящая ущерб инфраструктуре и объектам ТЭК; противоправное использование информационно-коммуникационных технологий, в т.ч. осуществление компьютерных атак на объекты информационной инфраструктуры и сети связи, используемые для организации их взаимодействия, способное привести к нарушениям функционирования инфраструктуры и объектов ТЭК; неблагоприятные и опасные природные явления, изменения окружающей среды, приводящие к нарушению нормального функционирования и разрушению инфраструктуры и объектов ТЭК.

В Доктрине указано, что в целом реализация указанных угроз, среди прочих негативных последствий, может привести к: нарушению нормального функционирования организаций, в том числе организаций ТЭК и отраслей экономики Российской

Федерации; росту цен (тарифов) на продукцию организаций ТЭК и услуги в сфере энергетики; снижению финансовой устойчивости и прекращению деятельности организаций ТЭК. Помимо указанного негативные последствия могут выражаться еще и в замедлении темпов снижения удельной энергоемкости экономики, а также в отставании системы профессионального образования от существующих и перспективных потребностей ТЭК в квалифицированных кадрах с соответствующим усилением угрозы несовершенства управления при функционировании и развитии энергетических отраслей.

На основании рассмотрения возможностей реализации основных угроз и потенциальных последствий этой реализации в Доктрине ЭБ декларируется, что нормативный уровень ЭБ должен обеспечиваться достижением приемлемой ситуации по объектам индикативного анализа. В [10] с целью формирования интегральной качественной оценки состояния ЭБ на федеральном уровне была предпринята попытка формирования относительных удельных весов каждого из объектов анализа в общей системе их ценности. Сделано это было с использованием принципов попарного сравнения условной значимости отдельных объектов анализа и приведено в табл. 2.

Таблица 2. Объекты индикативного анализа и их удельные веса при оценке качественного состояния ЭБ на федеральном уровне

№	Объект индикативного анализа	Удельный вес
1	Отношение прироста балансовых запасов первичных ТЭР к объемам их добычи	0.073
2	Доля природного газа в структуре баланса первичных ТЭР	0.078
3	Динамика уровня цен внутри страны на основные виды ТЭР	0.066
4	Объем неплатежей на розничном и оптовом рынках электроэнергии	0.070
5	Выполнение инвестиционных программ отраслями ТЭК	0.085
6	Относительное изменение величины удельной энергоемкости ВВП	0.078
7	Доля ископаемых первичных ТЭР, используемых на внутреннем рынке в общем объеме их добычи	0.065
8	Террористические акты на объектах ТЭК, основные факторы, принятые меры	0.064
9	Стабильность обеспечения потребителей различными видами ТЭР (в том числе в региональном разрезе)	0.047
10	Забастовки на объектах ТЭК, основные факторы	0.088
11	Физический износ основных производственных фондов по отраслям ТЭК и смежным отраслям промышленности	0.091
12	Чрезвычайные ситуации на объектах ТЭК	0.079
13	Доля экспорта российских ТЭР в общем объеме экспорта, включая долю Азиатско-Тихоокеанского региона, в общем объеме экспорта	0.058
14	Доля продукции нефтепереработки и нефтехимии в общем объеме экспорта российских ТЭР	0.059

Для конкретных индикаторов внутри объектов анализа там же в [10] было принято допущение, что веса всех индикаторов в каждом объекте анализа равны.

Первым достаточно весомым из перечисленных объектов анализа значится отношение годового прироста балансовых запасов первичных ТЭР к объемам их добычи или – воспроизводство МСБ ТЭК. В силу структуры российского ТЭК именно этот показатель – один из важнейших объектов индикативного анализа для условий России. Ниже остановимся более подробно на этом объекте.

3. Проблемы воспроизводства минерально-сырьевой базы ТЭК

Из данных табл. 1 видно, что в последние годы доля газа (в пересчете на условное топливо) во внутреннем потреблении первичных ТЭР составляла 47%, угля – 9%, нефти – 34%. Электроэнергия АЭС, ВИЭ и прочих ТЭР заместила порядка 10% условного топлива, которое могло быть потрачено на выработку соответствующего объема электроэнергии. Таким образом, внутреннее потребление первичных ТЭР в стране на 90% обеспечивается газом, углем и нефтью. При этом, если говорить о потреблении котельно-печного топлива (КПТ), понимая, что в его потреблении от нефти в основном участвует только топочный мазут, следует иметь в виду долю газа в балансе КПТ превышающую 54% и угля – порядка 14%, 75% российской электроэнергии вырабатывается на природном газе.

Оценим текущую ситуацию и условия на нее влияющие на примере доминирующего в структуре российского ТЭБ природного газа, рис. 1.

Из данных табл. 1 и рис. 1 видно, что его экспорт сократился за три года на 99 млрд м³ (41%), при этом потребление внутри страны выросло лишь на 30 млрд м³ (6%) при сокращении производства газа на 126 млрд м³ (16%) (цифры небаланса

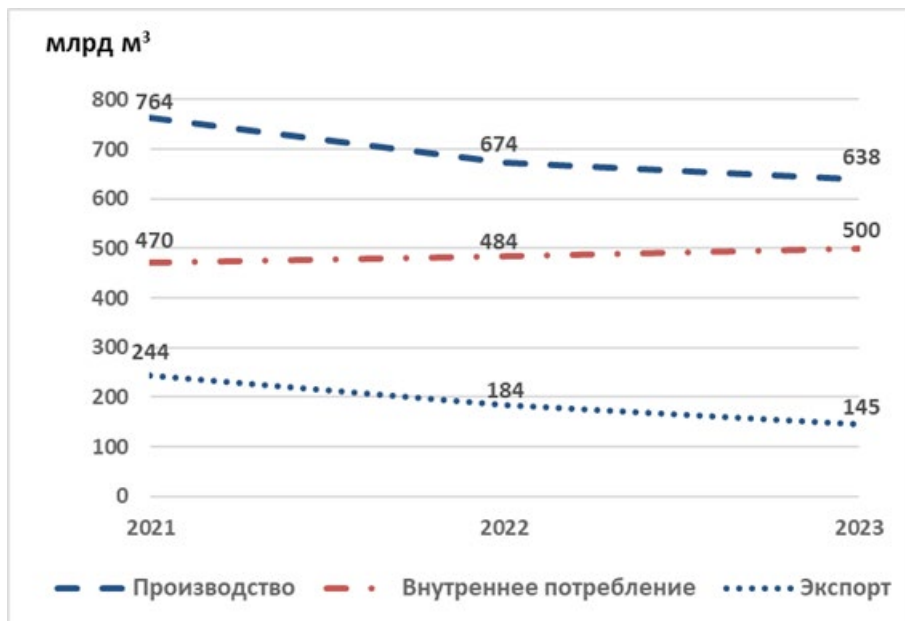


Рис. 1. Производство, внутреннее потребление и экспорт природного газа в 2021–2023 гг.

между производством, экспортом и потреблением в соответствующие годы характеризуют превышение закачки газа в ПХГ над отбором оттуда и наоборот). Учитывая, что цены внутреннего и внешнего рынков газа существенно различаются, при этом внутренние цены жестко регулируются государством, такое снижение экспорта не могло не повлиять на объемы и темпы инвестиций в развитие отрасли, включая соответствующие геологоразведочные работы.

Что касается экспорта газа, то в перспективе существенные надежды с его развитием были связаны с производством и транспортировкой СПГ. Но основной оператор проекта “Арктик СПГ-2” ПАО “НОВАТЭК” приостановил производство СПГ из-за санкций и нехватки танкеров. Так, согласно [11], компания не может получить три газовоза с корейской верфи Hanwha Ocean, поскольку их заказчики — структуры “Совкомфлота”, попавшие под санкции США. Привело это к тому, что в начале 2024 года резко снизилась добыча газа в компании [12].

В табл. 3 представлена информация по приросту и выбытию промышленно-извлекаемых запасов газа за прошедшие 5 лет с учетом разведки, добычи и переоценки запасов. Данные приведены с учетом [13, 14].

Таблица 3. Прирост и выбытие запасов газа за 2019–2023 гг., млрд м³

Год	Прирост			Выбытие			
	Всего	в том числе		Всего	в том числе		
		Разведка	Переоценка		Добыча	Разведка	Переоценка
2019	1384	1214	170	–1649	–706	–141	–801
2020	890	814	77	–2329	–662	–49	–1618
2021	7194	1117	6077	–10 382	–733	–55	–9594
2022	2066	863	1203	–2697	–648	–34	–2014
2023	2082	793	1289	–2545	–637	–89	–1820
Итого:	13617	4800	8817	–19 600	–3386	–367	–15 848

Из табл. 3 видно, что за прошедший 5-летний период, предусмотренный для анализа данного индикатора на основании соответствующей методики [10], величина прироста промышленно извлекаемых запасов газа отстала от величины их выбытия на 30%, что составило почти 6 трлн м³. Только переоценка за этот период уменьшила запасы чуть больше, чем на 7 трлн м³. Этот минус был компенсирован результатами геологоразведочных работ (ГРР) всего на 4.4 трлн м³. Таким образом, негативная ситуация здесь обусловлена исправлением значительных погрешностей геологоразведки в предыдущие периоды. Ярким примером служит отнесенное к разряду крупнейших Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) в Иркутской области. Месторождение открыто в 1987 году с подтвержденными запасами газа категорий А+В₁+С₁ в 2.7 трлн м³ [15]. В результате проведенных переоценок [14] запасы газа месторождения по данным категориям на 01.01.2023 г. снизились до 1.4 трлн м³. Таким образом, только по Ковыктинскому ГКМ извлекаемые запасы снизились практически в 2 раза.

Выше уже отмечалось, что процесс восполнения МСБ ТЭК в значительной мере зависит от уровня инвестиций. Ситуация с глобальным недоинвестированием нефтегазовой отрасли была освещена вице-премьером РФ А. Новаком 12.10.2023 г. на форуме “Российская энергетическая неделя”. Из [16] следует, что в последние несколько лет отрасль недополучила инвестиций в \$1 трлн. Сегодня можно видеть отчетную картину за 2023 г. По итогам года ПАО “Газпром” получил убыток в размере 629 млрд рублей [17, 18], в то время как годом ранее, по итогам 2022 г., он получил прибыль 1.23 трлн рублей. Выручка “Газпрома” снизилась на 26.8%, до 8.54 трлн рублей, операционные расходы сократились на 7.8%, до 8.58 млрд рублей. При этом выручка газового бизнеса упала на 43%, до 4.41 трлн руб. Такая ситуация вкупе с хроническим за последние годы уменьшением промышленно извлекаемых запасов газа заставляет усомниться в возможности улучшения положения с инвестициями на поддержание МСБ по газу в ближайшие годы.

Ситуация с нефтью немного лучше. В то же время в [20] отмечается, что инвестиции государства и крупнейших нефтедобывающих компаний в ГРП с 2020 по 2023 гг. сократились на 7% до 324 млрд руб. Это привело к снижению разведочно-го бурения на 18% за указанный период, подчеркивают аналитики. При этом доля вложений компаний в ГРП в общих расходах на освоение месторождения обычно составляет 5–15% в зависимости от степени разведанности. Это объясняется еще и тем, что инвестиции в разведку имеют высокий риск, не приносят добывающим компаниям дохода и дают положительный эффект только в отдаленной перспективе. В результате компании в тяжелых современных условиях в первую очередь сокращают вложения в ГРП.

В табл. 4 представлена информация по приросту и выбытию промышленно-извлекаемых запасов нефти с учетом разведки, добычи и переоценки запасов. Данные представлены с учетом [13, 14, 19].

Таблица 4. Прирост и выбытие запасов нефти за 2019–2023 гг., млн т

Год	Прирост			Выбытие			
	Всего	в том числе		Всего	в том числе		
		Разведка	Переоценка		Добыча	Разведка	Переоценка
2019	1019	819	200	–945	–526	–28	–391
2020	1250	1032	218	–926	–476	–29	–420
2021	2157	647	1510	–2134	–486	–24	–1624
2022	1548	804	744	–1445	–493	–66	–886
2023	1551	542	1008	–1584	–530	–40	–1014
Итого:	7525	3845	3680	–7033	–2511	–186	–4336

Из данных табл. 4 видно, что за прошедший 5-летний период, предусмотренный для анализа данного индикатора, величина прироста промышленно извлекаемых запасов нефти перекрыла их выбытие на 7% (492 млн т). В то же время в 2023 г. прирост промышленно извлекаемых запасов нефти оказался на 2% меньше величины их выбытия.

Необходимо отметить проблему роста доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Сейчас их доля в структуре добычи и запасов нефти составляет более 22 и 55% соответственно [20]. Разведка труднодоступных запасов и их разработка отличаются неблагоприятными геологическими и климатическими условиями, поэтому требуют более сложных технологий. Кроме того, месторождения ТРИЗ отличаются более коротким сроком эксплуатации, чем у традиционных, что делает необходимым рост инвестиций в ГРП и разработку. В дополнение к сказанному, российская геолого-разведка в среднем на 40% зависит от импорта, по некоторым позициям эта зависимость значительно выше. Эта же проблема актуальна и для газа.

В табл. 5 представлена информация по приросту и выбытию промышленно-извлекаемых запасов угля с учетом разведки, добычи и переоценки запасов. Данные получены из [13, 14, 21].

Таблица 5. Прирост и выбытие запасов угля за 2018–2022 гг., млн т

Год	Прирост			Выбытие			
	Всего	в том числе		Всего	в том числе		
		Разведка	Переоценка		Добыча	Списание, потери	Переоценка
2018	1273	1031	242	–470	–398	–72	–
2019	625	622	3	–607	–400	–207	–
2020	355	355	–	–714	–363	–95	–256
2021	348	348	–	–999	–397	–213	–389
2022	145	145	–	–1157	–398	–74	–685
Итого:	2747	2502	245	–3947	–1957	–660	–1330

Из данных табл. 5 видно, что за 5-летний период с 2018 по 2022 гг., величина прироста промышленно извлекаемых запасов угля отстала от величины их выбытия на 30% или на 1.2 млрд т. Только переоценка, списание запасов по другим причинам и потери запасов за этот период уменьшили запасы почти на 2 млрд т. Этот минус был компенсирован разницей в геологоразведке и добыче всего на 545 млн т за весь период.

В табл. 6 представлена информация по приросту и выбытию промышленно-извлекаемых запасов урана с учетом разведки, добычи и переоценки запасов. Данные получены из [13, 14, 21].

Работами по добыче урана в стране руководит АО “Атомредметзолото” (в составе АО “Атомэнергпром”). В его составе: Приаргунское производственное горно-химическое объединение, “Хиагда”, “Далур”, являющиеся основными предприятиями по производству урана в России (90% производства урана) [22]. Нужно учесть, что ГК “Росатом” располагает высокоэффективными урановыми запасами в Казахстане и других странах, но судя по табл. 5 в самой России ситуацию с приростом запасов урана нельзя назвать приемлемой. За анализируемый пятилетний период прирост запасов составил лишь 13% от величины их выбытия. Только списание запасов и потери в недрах (даже без учета добычи) на 18% превысили всю сумму прироста.

Таблица 6. Прирост и выбытие запасов урана за 2018–2022 гг., т

Год	Прирост			Выбытие			
	Всего	в том числе		Всего	в том числе		
		Разведка	Переоценка		Добыча	Потери в недрах	Переоценка
2018	490	220	270	–3518	–2674	–288	–556
2019	208	163	45	–3432	–2891	–409	–132
2020	316	281	35	–3328	–2897	–431	–
2021	196	176	20	–3032	–2640	–393	–
2022	999	403	596	–3572	–3162	–410	–
Итого:	2209	1243	966	–16 882	–14 264	–1931	–688

4. Качественная оценка обеспечения энергетической безопасности по объекту анализа “Отношение прироста балансовых запасов первичных ТЭР к объемам их добычи”

На основании проведенного анализа по уровню воспроизводства МСБ ТЭК можно рассчитать значения соответствующих индикаторов и получить представление о ситуации в данном объекте анализа в целом.

В [23] представлен аппарат расчета значений, входящих в данный объект, индикаторов “Отношение прироста извлекаемых балансовых запасов соответствующего энергоресурса за предшествующий анализу пятилетний период к суммарному объему его добычи (производства) в стране за этот же период”. Значение индикатора для конкретного (i -го) первичного энергоресурса ($K_{зан_5}^{\mathcal{P}_i}$) определяется следующим образом:

$$K_{зан_5}^{\mathcal{P}_i} = \frac{\Delta Q_{зан_5}^{\mathcal{P}_i}}{Q_{выб_5}^{\mathcal{P}_i}},$$

где $\Delta Q_{зан_5}^{\mathcal{P}_i}$ – прирост извлекаемых балансовых запасов i -го первичного энергоресурса за предшествующий анализу пятилетний период, ед. изм.; $Q_{выб_5}^{\mathcal{P}_i}$ – суммарный объем выбытия балансовых запасов i -го первичного энергоресурса за предшествующий анализу пятилетний период, ед. изм.

Пороговыми значениями данного индикатора определены следующие: кризисное – 0.95, предкризисное – 1.0. Анализ данных таблиц 3–6 позволяет сформировать представление о значениях данного индикатора по каждому из анализируемых первичных ТЭР, что и показано в табл. 7. Кроме того, в таблице приведена качественная оценка состояния индикаторов по данным ТЭР и приведен их удельный вес в общей системе ценности данного объекта анализа. Удельные веса индикаторов по каждому из приведенных ТЭР рассчитаны согласно доле участия конкретного ТЭР в их суммарном потреблении с учетом производства энергии на ВИЭ (5% от суммарного потребления первичных ТЭР).

Таблица 7. Состояние значений индикаторов возобновления МСБ ТЭК по конкретным первичным ТЭР и итоговая оценка по объекту анализа

Вид ТЭР	Значение индикатора	Качественное состояние	Удельный вес
Природный газ	0.69	К	0.47
Нефть	1.07	Н	0.34
Уголь	0.70	К	0.09
Уран	0.13	К	0.05
Состояние по объекту анализа		К	

Из данных табл. 7 видно, что 61% общего веса индикаторов находится в зоне кризисных значений, что говорит о кризисном состоянии данного объекта анализа в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая ситуацию с восполнением МСБ основных первичных ТЭР, можно утверждать, что с позиций энергетической безопасности ситуация должна характеризоваться как кризисная. Прежде всего это может привести к значимому снижению возможностей обеспечения перспективной добычи российского природного газа и урана и формирует значительные по объемам дополнительные требования к результативности геологоразведочных работ в соответствующих отраслях.

Данная ситуация усугубляется снижением доходности от добычи первичных ТЭР из-за уменьшения объемов их экспорта, снижения цен продажи на мировых рынках (в особенности нефть, нефтепродукты) при отсутствии возможностей компенсации снижения указанных доходов за счет реализации на внутреннем рынке. Все это приводит к снижению объемов инвестиций в энергетику России с соответствующим снижением ее перспективных производственных возможностей. Казалось бы, что при ограничениях экспорта углеводородов имеющиеся в недрах запасы ТЭР тратятся медленней. В то же время уменьшение инвестирования энергетических отраслей отодвигает сроки освоения новых районов их добычи, увеличивая тем самым долю трудноизвлекаемых ресурсов в имеющихся балансовых запасах.

Статья подготовлена в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0003 (рег. номер: АААА-А21-121012090014-5) Программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации / http://www.scrf.gov.ru/security/economic/energy_doc/ (16.05.2024).
2. Сендеров С.М., Рабчук В.И. Индикаторы оценки доктрины энергобезопасности России по надежности топливо- и энергоснабжения / Энергетическая политика, № 3 (141), 2019, С. 86–95.

3. Росстат оценил добычу газа в России в 2023 г. в 638 млрд кубометров / <https://www.interfax.ru/business/943942> (10.05.2024).
4. Угольная отрасль России в 2023 году / <https://delprof.ru/press-center/open-analytics/ugolnaya-otrasl-rossii-v-2023-godu/> (10.05.2024).
5. Россия снизила экспорт трубопроводного газа на 29.9% в 2023 году / <https://www.vedomosti.ru/economics/news/2024/02/06/1018782-rossiya-snizila-eksport> (12.05.2024).
6. Россия в 2023 году сократила экспорт нефти на 3.3% — до 234 млн тонн / <https://www.interfax.ru/business/944802> (12.05.2024).
7. Нефтепереработка в РФ в 2023 году выросла на 1.2% — до 275 млн тонн / <https://www.interfax.ru/business/944803> (12.05.2024).
8. Выработка электроэнергии в России в 2023 г. выросла на 0.7%. / <https://www.bigpowernews.ru/markets/document112771.phtm> (12.05.2024).
9. Росстат. Форма 4-ТЭР. Остатки, поступление и расход топлива и тепловой энергии, отработанных нефтепродуктов, вторичных горючих и тепловых ресурсов в Российской Федерации в 2023 г.
10. *Сендеров С.М., Рабчук В.И.* Состояние энергетической безопасности России на федеральном уровне: методический подход к оценке и основные результаты / Известия РАН. Энергетика, 2018, № 2, С. 3–12.
11. “Арктик СПГ-2” попал под американские санкции / <https://www.kommersant.ru/doc/6612003> (12.06.2024).
12. Начало поставок газа с “Арктик СПГ-2” перенесут из-за санкций США / <https://www.kommersant.ru/doc/6534921> (12.06.2024).
13. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации за 2019–2022 г. <https://gd2021.data-geo.ru/fuel/gas/> (12.04.2024).
14. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2023 года. Выпуск 82: газы горючие сводные данные по Российской Федерации. — Москва, ФГБУ “Росгеолфонд”, 2023, 786 с.
15. На Ковыктинском месторождении начался этап эксплуатационного бурения / <https://irkutsk-dobycha.gazprom.ru/press/about-company/2019/08/39/> (14.04.2024).
16. Александр Новак 12 октября на форуме “Российская энергетическая неделя” / <https://rusenergyweek.com/news/aleksandr-novak-prinjal-uchastie-v-rabote-vtorogo-dnja-rossijskoj-energeticheskoy-nedeli/> (14.04.2024).
17. “Газпром” отчитался о чистом убытке в размере 629 млрд рублей по итогам 2023 года / <https://www.forbes.ru/investicii/511630-gazprom-otcitalsa-o-cistom-ubytk-e-v-razmere-629-mlrd-rublej-po-itogam-2023-goda> (16.06.2024).
18. “Газпром” впервые за 25 лет получил убыток по итогам года / <https://www.rbc.ru/business/02/05/2024/663392319a79474c1bacd13a> (16.06.2024).
19. Прирост запасов нефти в России в 2023 году стал минимальным за шесть лет / <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2024/04/12/1031371-prirost-zapasov-nefti-v-rossii-stal-minimalnim> (14.04.2024).
20. До 2030 года нужно начать добывать еще до 230 млн тонн нефти в год / <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2023/10/31/1003416-do-2030-goda-nuzhno-nachat-dobivat-esche-do-230-mln-tonn-nefti-v-god> (16.05.2024).

21. ГКЗ: За 2023 г. в России открыто 43 месторождения углеводородного сырья / <https://neftegaz.ru/news/gas/814172-gkz-za-2023-g-v-rossii-otkryto-43-mestorozhdeniya-uglevodorodnogo-syrya/> (16.05.2024).
22. <https://www.armz.ru/o-kompanii/o-nas>
23. Методические рекомендации по оценке состояния энергетической безопасности Российской Федерации на федеральном уровне. ИСЭМ СО РАН. — Иркутск, 2014. — 35 с.

Reproduction of the Mineral Resource Base of the Energy Sector as one of the Main Aspects of Russia's Energy Security Ensuring

S. M. Senderov*

*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russia*

**e-mail: ssm@isem.irk.ru*

The article characterizes the situation with the production and consumption of primary fuel and energy resources in Russia for the period 2021–2023. The main emerging trends are shown and the main threats to energy security are characterized, including the threat of deterioration in the quality of reserves of the mineral resource base of the fuel and energy complex. The main objects of indicative analysis declared in the Doctrine of Energy Security of the Russian Federation are shown, among which an important place is occupied by the object “Ratio of the increase in balance reserves of primary fuel and energy resources to the volumes of their production”. Based on data on the dynamics of reproduction of reserves of natural gas, oil, coal and uranium for the upcoming five-year period, the values of the most important indicators of this object are determined and an idea of the final qualitative assessment of the situation for the entire object of analysis is formed. The article analyzes the main reasons and draws conclusions about the emerging trends in the renewal of industrially extractable reserves of the main primary fuel and energy resources and the possible consequences of a worsening situation.

Keywords: energy security, threats, mineral resource base, primary fuel and energy resources

УДК 621.311.1

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КРУПНОМАСШТАБНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ В РАБОТЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РЕГИОНОВ СЗФО

© 2024 г. С. М. Сендеров¹, Е. М. Смирнова^{1, *}, С. В. Воробьев¹

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем
энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук,
Иркутск, Россия

*e-mail: smirnova.e.m@sem.irk.ru

Поступила в редакцию 08.11.2024 г.

После доработки 11.11.2024 г.

Принята к публикации 12.11.2024 г.

В статье представлена оценка уровня энергетической безопасности на примере субъектов РФ, расположенных на территории Северо-Западного федерального округа. Подход к оценке основывается на использовании аппарата мониторинга и индикативного анализа энергетической безопасности (ЭБ), разработанного в ИСЭМ СО РАН. Проводится оценка уровня ЭБ в регионах на основе моделирования ситуации с прекращением работы важнейших объектов газовой отрасли, а также проведен анализ динамики, масштабов и тенденций изменения состояния уровня ЭБ при моделировании ситуации с использованием пиковых ПХГ, предусмотренных Генеральной схемой развития газовой отрасли на период до 2030 г. для анализируемых субъектов РФ.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, индикативный анализ, подземные хранилища газа, топливо- и энергоснабжение, газовая отрасль, Северо-Западный федеральный округ

DOI: 10.31857/S0002331024050039

ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая безопасность – это состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушения бесперебойности энергоснабжения. То есть, другими словами, любого уровня энергетическая безопасность – это сбалансированность спроса и предложения энергии или бездефицитность энергобаланса. Причины нарушения баланса могут заключаться как в состоянии объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК), так и в неблагоприятном изменении природных, политических и экономических условий.

Одним из важнейших направлений деятельности по достижению и поддержанию требуемого уровня энергетической безопасности России является мониторинг и индикативный анализ ЭБ.

Индикативную оценку уровня энергетической безопасности конкретного региона страны предложено осуществлять по трем, в значительной степени взаимосвязанным, блокам индикаторов, табл. 1.

Таблица 1. Состав важнейших индикаторов энергетической безопасности регионального уровня

1. Блок производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона
1.1. Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке.
1.2. Возможности покрытия максимальной электрической нагрузки с учетом межсистемных связей.
1.3. Возможности удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников региона.
2. Блок надежности топливо- и энергоснабжения региона
2.1. Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПП на территории региона.
2.2. Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона.
2.3. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания на территории региона.
3. Блок состояния ОПФ систем энергетики на территории региона
3.1. Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона.
3.2. Обновление установленной мощности и реконструкции электростанций региона за 5-летний период.

Задачи мониторинга ЭБ РФ и ее регионов заключаются в идентификации наблюдаемых и ожидаемых процессов, явлений и параметров, определяющих уровень и угрозы энергетической безопасности. Таким образом, смысл и суть мониторинга и индикативного анализа состоят в отображении информации о степени реализации угроз ЭБ с помощью системы индикаторов при сравнении численных значений этих индикаторов с их пороговыми значениями. В соответствии с этим в ИСЭМ СО РАН разработана информационная база для обоснования и принятия решений по обеспечению ЭБ РФ и ее регионов.

В данной статье представлен процесс оценки уровня энергетической безопасности субъектов РФ, расположенных на территории Северо-Западного федерального округа.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИНДИКАТИВНОГО АНАЛИЗА

При выполнении исследования значения индикаторов по регионам были количественно соотнесены с их пороговыми значениями, принятыми в [1] (табл. 2–4).

Наряду с качественной оценкой уровня энергетической безопасности регионов за 2022 г. с целью показать некоторые тенденции, справочно приведена информация о качественной оценке соответствующих индикаторов в 2018 г. В результате анализа

данных соответствующих таблиц по субъектам Северо-Западного федерального округа можно кратко охарактеризовать присущие энергетике территорий тенденции с позиций требований энергетической безопасности.

Таблица 2. Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов СЗФО по блоку производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения

Край, область	Инди- катор	Разм-ть	Пороговые значения индикатора ¹		Значение и состояние индикатора			
			Н	К	2018		2022	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Республика Карелия	1.1	ед.	0.5	0.3	0.9	Н	0.8	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	5.9	Н	3.2	Н
	1.3	%	60	40	21.1	К	17.8	К
Республика Коми	1.1	ед.	0.7	0.5	2.0	Н	1.9	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	2.4	Н	2.3	Н
	1.3	%	60	40	133	Н	108	Н
Архангельская область	1.1	ед.	0.7	0.5	1.9	Н	1.2	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	2.7	Н	1.9	Н
	1.3	%	60	40	21.8	К	22.8	К
Вологодская область	1.1	ед.	0.5	0.3	0.8	Н	0.9	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	4.1	Н	4.3	Н
	1.3	%	40	20	1.7	К	1.3	К
Калининградская область	1.1	ед.	0.7	0.5	1.5	Н	2.4	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	2.5	Н	3.4	Н
	1.3	%	60	40	0.2	К	0.3	К
Ленинградская область	1.1	ед.	0.5	0.3	1.78	Н	1.59	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	2.4	Н	2.8	Н
	1.3	%	40	20	46.7	Н	36.7	ПК
Мурманская область	1.1	ед.	0.5	0.3	1.9	Н	1.9	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3.4	Н	3.3	Н
	1.3	%	60	40	4.6	К	5.3	К
Новгородская область	1.1	ед.	0.5	0.3	0.6	Н	0.6	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3.1	Н	3.1	Н
	1.3	%	60	40	1.9	К	0.6	К
Псковская область	1.1	ед.	0.5	0.3	1.1	Н	1.0	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	6.6	Н	6.3	Н
	1.3	%	40	20	6.4	К	2.2	К

¹ Границы областей состояний (“Н” – приемлемое (нормальное) состояние ЭБ по данному индикатору; “К” – кризисное состояние ЭБ).

По первому блоку индикаторов приемлемая ситуация с позиций ЭБ наблюдается только в Республике Коми. В остальных регионах важно отметить кризисное состояние по индикатору 1.3. “Возможности удовлетворения потребностей в КПТ из собственных источников региона” (табл. 2).

Таблица 3. Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов СЗФО по блоку надежности топливо- и энергоснабжения

Край, область	Индикатор	Пороговые значения, %		Значение и состояние индикатора, %; год			
		Н	К	2018		2022	
1	2	3	4	5	6	7	8
Республика Карелия	2.1	40	70	54.6	ПК	58.2	ПК
	2.2	50	70	25.4	Н	25.6	Н
	2.3	100	<100	90	К	90	К
Республика Коми	2.1	90	>90	84.5	Н	89.5	Н
	2.2	50	70	38.7	Н	42.3	ПК
	2.3	100	<100	94	К	94	К
Архангельская область	2.1	40	70	64.8	ПК	64.5	ПК
	2.2	50	70	18.5	Н	28.0	Н
	2.3	100	<100	97	К	97	К
Вологодская область	2.1	40	70	74.5	К	83.4	Н
	2.2	50	70	22.4	Н	21.8	Н
	2.3	>100		>100	Н	>100	Н
Калининградская область	2.1	90	90	96.4	К	94.8	К
	2.2	40	50	69.4	К	46.9	ПК
	2.3	100	80	89	ПК	89	ПК
Ленинградская область	2.1	40	70	97.0	К	97.6	К
	2.2	50	70	31.8	Н	33.4	Н
	2.3	100	90	92	ПК	92	ПК
Мурманская область	2.1	40	70	81.9	К	79.1	К
	2.2	50	70	48.7	Н	48.6	Н
	2.3	100	90	94	ПК	94	ПК
Новгородская область	2.1	40	70	96.8	К	98.5	К
	2.2	50	70	81,4	К	80.3	К
	2.3	100	<100	94	К	94	К
Псковская область	2.1	40	70	86.2	К	91.9	К
	2.2	50	70	98.5	К	98.7	К
	2.3	100	90	97	ПК	97	ПК

По второму блоку индикаторов наблюдается приемлемая ситуация только в Вологодской области. В частности, по индикатору 2.1 “Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПТ на территории региона” (табл. 3) преобладают кризисные и предкризисные значения в связи с высокой долей природного газа в балансе потребления топлива. В свою очередь, это также отражается и на значениях индикатора 2.3 “Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территории региона”. Так как Северо-Западный ФО относится к регионам с холодным климатом (температура наиболее холодной пятидневки ниже минус 30°C) [2], кризисное пороговое значение для таких регионов принято 100%. Исследования проводились при одновременном гипотетическом понижении средней температуры января на территории всего Северо-Западного федерального округа. Результаты расчетов по уровню обеспеченности указанного спроса на топливно-энергетические ресурсы приведены в табл. 3.

Таблица 4. Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов СЗФО по блоку состояния ОПФ систем энергетики

Край, область	Индикатор	Пороговые значения, %		Значение и состояние индикатора, %; год			
		Н	К	2018		2022	
1	2	4	5	6	7	8	9
Республика Карелия	3.1	40	60	71.6	К	74.8	К
	3.2	2	1	0	К	0	К
Республика Коми	3.1	40	60	55	ПК	60	К
	3.2	2	1	1.4	ПК	0	К
Архангельская область	3.1	40	60	42.1	ПК	53.0	ПК
	3.2	2	1	0	К	0	К
Вологодская область	3.1	40	60	54.2	ПК	57.9	ПК
	3.2	2	1	5.4	Н	0	К
Калининградская область	3.1	40	60	50.7	ПК	5.7	Н
	3.2	2	1	51	ПК	8.5	Н
Ленинградская область	3.1	40	60	44.8	ПК	47.4	ПК
	3.2	2	1	1.0	Н	4.3	Н
Мурманская область	3.1	40	60	69.5	К	73.2	К
	3.2	2	1	0	К	0	К
Новгородская область	3.1	40	60	58.8	ПК	64.4	К
	3.2	2	1	1.0	К	0.5	К
Псковская область	3.1	40	60	70.5	К	72.9	К
	3.2	2	1	0	К	0	К

По третьему блоку индикаторов также нельзя назвать приемлемой ситуацию ни в одном из субъектов (табл. 4) в связи с превышением кризисного порогового значения по износу ОПФ энергетики, а также недостаточно активного ввода новых генерирующих мощностей за прошедший пятилетний период.

Полученные и проанализированные значения основных индикаторов, в свою очередь, составили базу для интегральной оценки уровня энергетической безопасности на территории субъектов Северо-Западного федерального округа.

Для получения такой оценки использован подход, основанный на свертке значений индикаторов с учетом их удельных весов. Качественные характеристики состояния всех обсуждаемых индикаторов из табл. 2–4 были собраны по соответствующим территориям и обработаны согласно [1]. В результате была получена качественная итоговая оценка состояния энергетической безопасности территорий, представленная в табл. 5. По ее результатам приемлемое состояние с позиций обеспечения ЭБ нельзя констатировать ни в одном из субъектов СЗФО.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИТУАЦИИ С ПРЕКРАЩЕНИЕМ РАБОТЫ ВАЖНЕЙШИХ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ранее в [3] были представлены результаты работы по выявлению и анализу КВО (объекты газовой отрасли, потеря работоспособности которых может привести к существенному дефициту газа у потребителей – от 5% и более), влияющих на ЕСГ в целом и непосредственно на системы газоснабжения конкретных регионов. Кроме того, в [4] была проведена оценка уязвимости систем топливоснабжения всех регионов РФ в зоне действия ЕСГ, в случае прекращения работы отдельных особо значимых объектов газовой отрасли. Был сформирован перечень регионов, ранжированный по степени уязвимости их системы топливоснабжения в условиях указанных отключений.

В [5] были представлены результаты модельных исследований, отражающие степень возможных недопоставок газа потребителям в случае возникновения ЧС на ЕСГ. В ходе исследования было выявлено, что наибольшим образом при реализации условий для всех субъектов РФ недопоставка газа в большей степени негативно сказывается на регионах СЗФО. Также самый большой дефицит в электрической и тепловой энергии при пиковом увеличении спроса на топливо с учетом возможных отключений КВО ЕСГ были определены среди регионов СЗФО (табл. 6).

С учетом данной расчетной информации по дефицитам газа в регионах СЗФО, а также на базе использования метода нормализации значений индикаторов [6] была получена новая интегральная оценка (рис. 1), отражающая качественное и количественное состояние индикаторов с позиций обеспечения ЭБ в случае возникновения ЧС в ГТС.

Преобразование значений индикаторов, выраженных в различных единицах измерения, в нормализованные выполняется согласно следующему выражению:

$$X_i^H = \frac{X_{\text{ПК},i} - X_i^t}{X_{\text{К},i} - X_{\text{ПК},i}}, \quad (1)$$

где X_i^H – нормализованное значение индикатора i в анализируемом периоде, отн. ед; X_i^t – фактическое значение индикатора в системе исходных единиц; $X_{\text{ПК},i}$, $X_{\text{К},i}$ –

Таблица 5. Качественная оценка состояния энергетической безопасности на территории субъектов Северо-Западного федерального округа

Год	Порядковые номера оцениваемых индикаторов ЭБ								Сумма удельных весов по состояниям			Качественное состояние ЭБ
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	Границы состояний			
Удельные веса индикаторов									К ²	ПК	Н ³	
0.104	0.138	0.133	0.120	0.079	0.170	0.127	0.129					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Республика Карелия												
2018	Н	Н	К	ПК	Н	К	К	К	0.559	0.12	0.321	К
2022	Н	Н	К	ПК	Н	К	К	К	0.559	0.12	0.321	К
Республика Коми												
2018	Н	Н	Н	Н	Н	К	ПК	ПК	0.17	0.256	0.574	ПК
2022	Н	Н	Н	Н	ПК	К	К	К	0.42	0.079	0.495	К
Архангельская область												
2018	Н	Н	К	ПК	Н	К	ПК	К	0.432	0.247	0.321	К
2022	Н	Н	К	ПК	Н	К	ПК	К	0.432	0.247	0.321	К

² Состояние ЭБ в регионе признается кризисным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии “К” превышает 0.4.
³ Состояние ЭБ в регионе признается нормальным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии “Н” превышает 0.7.

Таблица 5. Окончание

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Вологодская область												
2018	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	Н	0.253	0.127	0.62	ПК
2022	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	К	0.382	0.127	0.491	ПК
Калининградская область												
2018	Н	Н	К	К	К	ПК	ПК	Н	0.332	0.297	0.371	ПК
2022	Н	Н	К	К	ПК	ПК	ПК	Н	0.253	0.376	0.371	ПК
Ленинградская область												
2018	Н	Н	Н	К	Н	ПК	ПК	К	0.249	0.297	0.454	ПК
2022	Н	Н	ПК	К	Н	ПК	ПК	Н	0.12	0.43	0.45	ПК
Мурманская область												
2018	Н	Н	К	К	Н	ПК	К	К	0.509	0.17	0.321	К
2022	Н	Н	К	К	Н	ПК	К	ПК	0.38	0.299	0.321	ПК
Новгородская область												
2018	Н	Н	К	К	К	К	ПК	К	0.631	0.127	0.242	К
2022	Н	Н	К	К	К	К	К	К	0.758	0	0.242	К
Псковская область												
2018	Н	Н	К	К	К	ПК	К	К	0.588	0.17	0.242	К
2022	Н	Н	К	К	К	ПК	К	К	0.588	0.17	0.242	К

Таблица 6. Относительные расчетные недопоставки газа на прямое потребление по регионам С-ЗФО

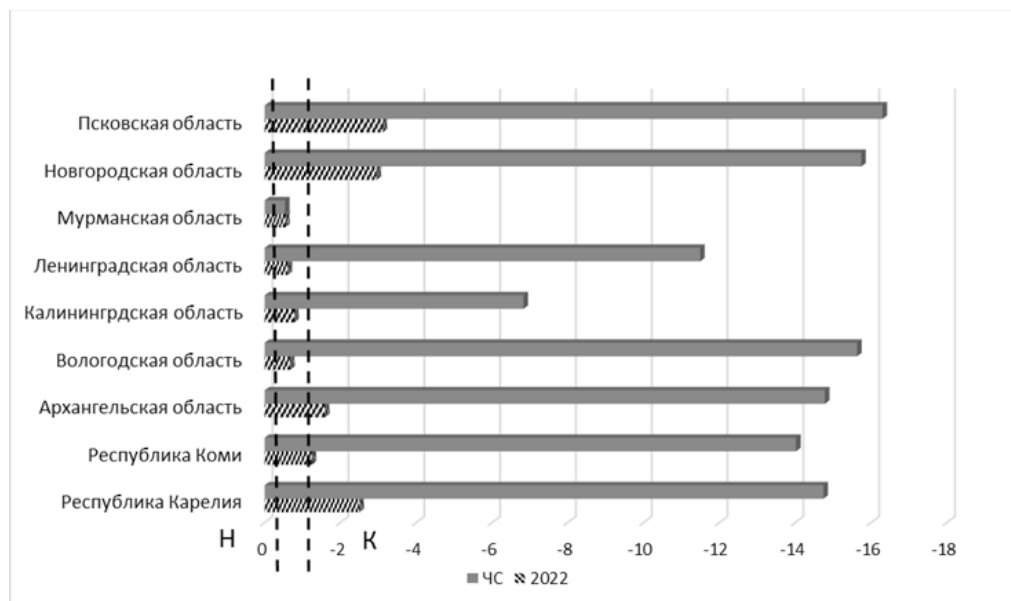
Субъект РФ	Дефицит газа, %	Количество влияющих КВО ЕСГ, шт.
Республика Карелия	100	10
Республика Коми	100	4
Архангельская область	100	8
Калининградская область	100	10
Ленинградская область	100	10
Новгородская область	100	10
Псковская область	100	10
Вологодская область	100	10

соответственно, пороговые значения предкризисного и кризисного состояний индикатора i в системе исходных единиц.

В соответствии с алгоритмом расчета, нормализованное пороговое значение $X_{ПК,i}^H$ всегда равно нулю, так как данное значение является точкой начала отсчета неблагоприятных состояний, а значение $X_{К,i}^H$ всегда равно -1 .

ПИКОВЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА

Одной из возможных мер по уменьшению уязвимости систем газоснабжения регионов может являться изменение конфигурации газотранспортной сети, в том числе при подключении дополнительного источника газа в случае возникновения

**Рис. 1.** Интегральная качественная оценка состояния ЭБ регионов Северо-Западного федерального округа в случае возникновения ЧС.

ЧС. В качестве такого источника могут быть рассмотрены подземные хранилища газа (ПХГ) пикового типа, которые могут быть созданы в российской газотранспортной системе.

В целом запасы газа в ПХГ предназначены для регулирования неравномерностей (сезонной и пиковой) газопотребления, а также для обеспечения газом при возникновении нештатных и форс-мажорных ситуаций [7].

Согласно [8, 9], на период до 2030 г. планируется ввод 14 новых ПХГ для выравнивания пиковой неравномерности газопотребления, показатели которых представлены в табл. 7.

Таблица 7. Характеристика пиковых ПХГ РФ по проектам ввода до 2030 г.

№	Пиковое подземное хранилище газа	Субъект РФ	Активный объем газа	Максимальный объем отбора в сутки
			млн м ³	
1	Удмуртский Резервирующий Комплекс	Республика Удмуртия	640	7.5
2	Калининградское	Калининградская область	174	12
3	Беднодемьяновское	Пензенская область	2000	30
4	Новомосковское	Тульская область	340	30
5	Арбузовское	Республика Татарстан	700	12.8
6	Шатровское	Курганская область	1000	14
7	Волгоградское	Волгоградская область	300	0.25
8	Скалинское	Волгоградская область	2292	30
9	Березняковское	Пермский край	324	17
10	Тульское	Тульская область	300	30
11	Смоленское	Смоленская область	600	50
12	Сереговское	Республика Коми	1000	50
13	Серпуховское	Московская область	300	30
14	Шедокское	Краснодарский край	300	30

Табл. 7 наглядно демонстрирует, что к 2030 г. планируется создание нескольких крупных пиковых ПХГ с возможностями по суточному отбору 30 и более млн м³.

В данной работе была поставлена задача оценить, как повлияет на уязвимость систем газоснабжения регионов создание пиковых ПХГ для Северо-Западного ФО, с целью изменения ситуации с рассмотренной выше недопоставкой газа. Результаты, полученные при моделировании включенных в систему ЕСГ Калининградского и Сереговского ППХГ, представлены в табл. 8. Стопроцентный дефицит газа в таком случае остался только для потребителей Республики Карелии, а в остальных регионах надежность поставок газа практически полностью восстановлена.

Качественная интегральная оценка с учетом ППХГ представлена в табл. 9 и на рис. 2, с целью оценить изменившуюся ситуацию в регионах С-ЗФО с позиций обеспечения требуемого уровня ЭБ.

Таблица 8. Относительные расчетные недопоставки газа на прямое потребление по регионам СЗФО с учетом планируемых ППХГ

Субъект РФ	Относительный дефицит газа при ЧС на ЕСГ, %	Относительный дефицит газа с учетом ППХГ, %
Республика Карелия	100	100
Республика Коми	100	0
Архангельская область	100	0
Калининградская область	100	0
Ленинградская область	100	27
Новгородская область	100	16.5
Псковская область	100	0
Вологодская область	100	0

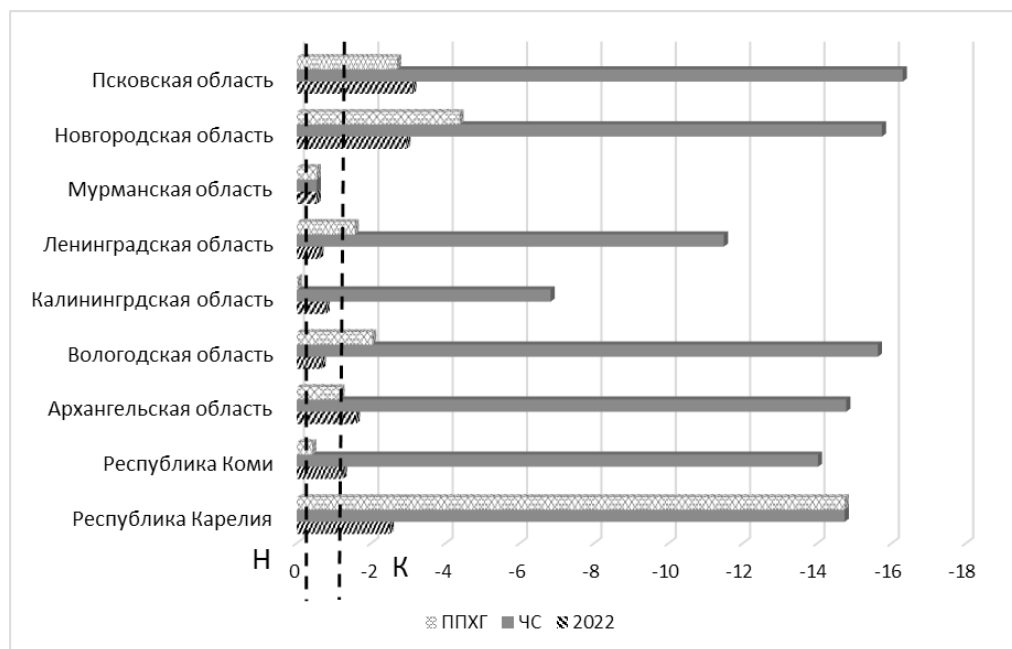


Рис. 2. Интегральная качественная оценка состояния ЭБ регионов Северо-Западного федерального округа с учетом пиковых ПХГ.

Таблица 9. Качественная оценка состояния энергетической безопасности на территории субъектов СЗФО

Год	Порядковые номера оцениваемых индикаторов ЭБ								Сумма удельных весов по состояниям			Качественное состояние ЭБ
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	Границы состояний			
Удельные веса индикаторов									К ⁴	ПК	Н ⁵	
0.104	0.138	0.133	0.120	0.079	0.170	0.127	0.129					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Республика Карелия												
2022	Н	Н	К	ПК	Н	К	К	К	0.559	0.12	0.321	К
ППХГ	Н	Н	К	ПК	Н	К	К	К	0.559	0.12	0.321	К
Республика Коми												
2022	Н	Н	Н	Н	ПК	К	К	К	0.426	0.079	0.495	К
ППХГ	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	К	К	0.256	0.079	0.665	ПК
Архангельская область												
2022	Н	Н	К	ПК	Н	К	ПК	К	0.432	0.247	0.321	К
ППХГ	Н	Н	К	ПК	Н	Н	ПК	К	0.262	0.247	0.491	ПК
Вологодская область												
2022	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	К	0.382	0.127	0.491	ПК
ППХГ	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	К	0.382	0.127	0.491	ПК

Калининградская область												
2022	Н	Н	К	К	ПК	ПК	ПК	Н	0.253	0.376	0.371	ПК
ППХГ	Н	Н	К	К	ПК	Н	ПК	Н	0.253	0.206	0.541	ПК
Ленинградская область												
2022	Н	Н	ПК	К	Н	К	ПК	Н	0.12	0.43	0.450	ПК
ППХГ	Н	Н	ПК	К	Н	ПК	ПК	Н	0.290	0.260	0.450	ПК
Мурманская область												
2022	Н	Н	К	К	Н	ПК	К	ПК	0.38	0.299	0.321	ПК
ППХГ	Н	Н	К	К	Н	ПК	К	ПК	0.38	0.299	0.321	ПК
Новгородская область												
2022	Н	Н	К	К	К	К	К	К	0.758	0	0.242	К
ППХГ	Н	Н	К	К	К	К	К	К	0.758	0	0.242	К
Псковская область												
2022	Н	Н	К	К	К	ПК	К	К	0.588	0	0.412	К
ППХГ	Н	Н	К	К	К	Н	К	К	0.588	0.17	0.242	К

⁴ Состояние ЭБ в регионе признается кризисным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии “К” превышает 0,4.
⁵ Состояние ЭБ в регионе признается нормальным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии “Н” превышает 0,7.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные в статье результаты оценки уровня ЭБ регионов Северо-Западного федерального округа для трех сценариев (в нормальных условиях, в случае возникновения ЧС в ЕСГ, в случае возникновения ЧС в ЕСГ с учетом ввода пиковых ПХГ), позволяют сделать вывод и подтвердить необходимость создания в ЕСГ пиковых ПХГ для анализируемых территорий. Кроме того, в работе обоснована эффективность применения имитационных моделей газовой отрасли для анализа уязвимости систем газоснабжения регионов. Пиковые ПХГ, запланированные к созданию до 2030 г. снижают уязвимость системы газоснабжения регионов, повышая надежность их топливоснабжения и их уровень ЭБ в целом. При отключении КВО, влияющих на газоснабжение СЗФО, оба выбранных из планируемых пиковых ПХГ смогли снизить возрастающий дефицит газа во всех регионах за исключением Республики Карелии.

Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания FWEU-2021-0003 (рег. номер. АААА-А21-121012090014-5) фундаментальных исследований СО РАН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методика мониторинга состояния энергетической безопасности России на региональном уровне / С.М. Сендеров, Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук, Г.Б. Славин, С.В. Воробьев, Е.М. Смирнова. — Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. — 146 с.
2. СП131.13330.2020. Строительная климатология / Минстрой России. — М.: ГП ЦПП, 2021
3. *Senderov S.M., Vorobev S.V.* Approaches to the identification of critical facilities and critical combinations of facilities in the gas industry in terms of its operability. *Reliability Engineering & System Safety*, Volume 203, 107046, 2020, doi: 10.1016/j.res.2020.107046.
4. *Сендеров С.М., Смирнова Е.М., Воробьев С.В.* Подходы к оценке уязвимости систем топливоснабжения газопотребляющих регионов России в условиях прекращения работы особо значимых объектов газовой отрасли / Известия РАН. Энергетика, № 1, 2020, С. 82–91.
5. *Береснева Н.М., Сендеров С.М.* Анализ влияния крупномасштабных ЧС в газовой отрасли на возможности топливо- и энергоснабжения потребителей в условиях значительных похолоданий // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 74. Надежность систем энергетики в условиях энергетического перехода. 2023, С. 71–81.
6. *Сендеров С.М., Смирнова Е.М.* Использование нормализованных значений индикаторов для определения уровня энергетической безопасности на примере Центрального и Южного федеральных округов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 73. Надежность систем энергетики в условиях энергетического перехода. 2022, С. 131–142.
7. *Казарян В.А.* Подземное хранение газов и жидкостей. Т. 2. Эксплуатация. Ремонт. Консервация. Ликвидация. Применение хранилищ газов и жидкостей в различных отраслях экономики. — М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. — 660 с.
8. Генеральная схема развития газовой отрасли России на период до 2030 года, Москва, 2008, 184 с.
9. <https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/> [Электронный ресурс].

Assessment of the Level of Energy Security of Regions in Emergency Situations in the Gas Industry Using the Example of the Northwestern Federal District

S. M. Senderov^a, E. M. Smirnova^{a, *}, S. V. Vorobev^a

*^aMelentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russia*

**e-mail: smirnova.e.m@sem.irk.ru*

The article presents an assessment of the energy security level using the example of the subjects of the Russian Federation located in the Northwestern Federal District. The approach to the assessment is based on the use of the apparatus for monitoring and indicative analysis of energy security (ES) developed at the ISEM SB RAS. An assessment of the ES level in the regions is carried out based on modeling the situation with the cessation of operation of the most important gas industry facilities, and an analysis of the dynamics, scales and trends in the change in the state of the ES level is carried out when modeling the situation using peak UGS facilities provided for by the General Scheme for the Development of the Gas Industry for the Period up to 2030 for the analyzed subjects of the Russian Federation.

Keywords: energy security, indicative analysis, underground gas storage facilities, fuel and energy supply, gas industry, Northwestern Federal District

УДК 620.98

ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ У АКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СИСТЕМЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ АГЕНТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

© 2024 г. Е. А. Барахтенко¹, Г. С. Майоров^{1, *}, Д. В. Соколов¹, В. Б. Ташлыкова¹

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Иркутск, Россия

*e-mail: mayorovgs@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 29.10.2024 г.

После доработки 08.11.2024 г.

Принята к публикации 12.11.2024 г.

В последние годы в энергетике широкое развитие получило направление, связанное с внедрением распределенной генерации энергии и появлением активных потребителей (АП), в том числе в рамках системы теплоснабжения. Ввиду появления у потребителей роли участников энергетических рынков, принимающих активное участие в процессе управления своим энергоснабжением, возникает необходимость принимать решения о вариантах энергоснабжения в условиях несовпадающих интересов сторон – АП и системы централизованного теплоснабжения (СЦТ). В статье выполнена математическая постановка задачи поиска компромиссного решения, которая включает в себя модель АП, модель СЦТ и обобщенный критерий желательности. Разработана методика выбора оборудования источников энергии у АП в СЦТ с учетом интересов СЦТ и АП и их возможности производства тепловой энергии. Предложена структура мультиагентной системы и разработаны алгоритмы поведения агентов, учитывающие сложный характер поведения АП и объектов СЦТ. Приведены результаты апробации разработанного методического и программного обеспечения на тестовой модели системы теплоснабжения.

Ключевые слова: централизованная система теплоснабжения, активные потребители, мультиагентный подход, мультиагентная система, источник тепловой энергии, распределенная генерация

DOI: 10.31857/S0002331024050045

ВВЕДЕНИЕ

Изменение условий функционирования существующей энергетической инфраструктуры ставит множество задач, связанных с развитием и преобразованием систем энергоснабжения [1], включая системы теплоснабжения [2]. Усложняется

поведение участников процесса энергоснабжения за счет использования источников распределенной генерации энергии и регулирования своих графиков нагрузки, увеличивается количество связей и объемы передаваемой информации между ними. Проектируемые энергосистемы должны быть ориентированы на повышение показателей эффективности производства энергии, управляемости и эффективности функционирования энергосистем [3], снижение потерь энергии при транспортировке, повышение доли используемых в энергосистеме возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [4]; данные задачи сложно реализовать без значительных капиталовложений — применение ВИЭ большой мощности влечет за собой необходимость маневренного источника, который будет сглаживать неравномерность его выработки, что в свою очередь увеличивает объем необходимых инвестиций.

В последнее время растет число активных потребителей (АП) с собственными источниками энергии, в том числе крупные потребители с ВИЭ [5]. АП способны сами определять объем энергии вырабатываемый на собственных источниках и объем энергии, потребляемый от централизованного теплоснабжения, что обеспечивает достижение необходимого уровня качества энергопотребления [6]. Роль АП в области производства и использования энергии становится все более значительной, и эту тенденцию необходимо учитывать в контексте устойчивого развития энергетических систем [7]. Естественно, что возможности по выработке тепловой энергии АП и системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) не согласованы, и при больших излишках собственной выработки АП будет стремиться поставить как можно больше тепловой энергии в СЦТ. При этом не учитываются потребности в тепловой энергии других потребителей, затраты на электроэнергию, необходимую для передачи тепла по сети, а также влияние на тарифы на тепловую энергию. Аналогично и СЦТ стремится поставлять максимально возможное количество тепловой энергии, несмотря на возможности АП по распределению своего спроса во времени на энергию и использования собственной генерации, чтобы увеличить свой доход от отпускаемой энергии. Следовательно, необходимо регулировать функционирование энергосистемы в условиях роста распределенной генерации и доли АП с помощью определения таких значений поставок тепловой энергии, при которых будет достигаться компромисс между величиной затрат на энергоснабжение АП и затратами СЦТ. Однако организация эффективного взаимодействия между АП и СЦТ пока не достигнута и требует разработки новых научных подходов. Для решения задач согласования работы распределенных источников, АП и СЦТ в ряде исследований [8–10] предлагаются методические подходы на основе агентных технологий. Эти технологии позволяют представлять объекты в энергетической системе в виде агента со своими техническими особенностями и индивидуальным поведением [11–12].

В настоящей статье предлагается новая методика выбора оборудования источников энергии у АП в СЦТ. Разработана математическая модель получения компромисса, которая включает в себя модель АП, модель СЦТ и обобщенный критерий желательности. Разработана мультиагентная модель системы теплоснабжения в программной среде AnyLogic, которая через специальные программные компоненты взаимодействует с системой MATLAB и осуществляет определение оптимального набора оборудования источников у АП на основе предложенной методики. Получаемое в результате решение учитывает интересы СЦТ и АП и их возможности производства тепловой энергии. С использованием разработанного методического и программного обеспечения выполнен эксперимент на тестовой схеме системы теплоснабжения и найден оптимальный состав оборудования источников энергии у АП.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОМПРОМИССНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОСТАВОК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ МЕЖДУ АКТИВНЫМ ПОТРЕБИТЕЛЕМ И СИСТЕМОЙ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Постановка задачи определения компромиссного значения поставок тепловой энергии между АП и СЦТ подразумевает множество объектов с противоположными целями, т.е. многокритериальную задачу. С целью упрощения можно описать каждый объект с помощью функции желательности Харрингтона – это позволяет учитывать все зависимости между объектами, принимать во внимание конфликт интересов и рассматривать все объекты равноправными. Функции желательности используются при решении различных задач, таких как выбор агротехнического оборудования [13], оценка научно-технического потенциала оборонно-промышленного комплекса [14] и оценка состояния окружающей среды промышленных зон городов [15].

Для описания объекта с помощью функции желательности Харрингтона (табл. 1), необходимо определить допустимый диапазон значений и характеристик объекта. Минимальное и максимальное значения этого диапазона обозначены как реперные точки. Так как низкий уровень качества при описании функции суммарных затрат на теплоснабжение ведет к несоблюдению энергетического баланса, то возможен только минимально допустимый уровень качества. Объекты АП и СЦТ имеют некоторый уровень, ниже которого затраты упасть не могут, следовательно, могут быть описаны функциями желательности для одностороннего ограничения, имеющими следующий вид [14]:

$$d_{АП} = \exp(-\exp(b_0^{АП} + b_1^{АП} \cdot y_{АП})), \quad (1)$$

$$d_{СЦТ} = \exp(-\exp(b_0^{СЦТ} + b_1^{СЦТ} \cdot y_{СЦТ})), \quad (2)$$

где $b_0^{АП}$, $b_1^{АП}$ – коэффициенты уравнения желательности значений затрат на теплоснабжение АП; $y_{АП}$ – значение затрат на теплоснабжение АП; $b_0^{СЦТ}$, $b_1^{СЦТ}$ – коэффициенты уравнения желательности значений затрат СЦТ; $y_{СЦТ}$ – значение затрат СЦТ.

С помощью нелинейных уравнений, описывающих функцию желательности для рассматриваемых целевых функций в реперных точках ($d = 1$ и $d = 0.37$) можно определить коэффициенты $b_0^{АП}$, $b_1^{АП}$, $b_0^{СЦТ}$ и $b_1^{СЦТ}$.

Таблица 1. Шкала желательности Харрингтона

Значение функции желательности	Характеристика объекта
1.00	Лучший уровень
0.80	Хороший уровень
0.63	Средний уровень
0.37	Минимально допустимый уровень
0.20	Низкий уровень
0.00	Совершенно неприемлемое состояние

Уравнения для определения частных функций желательности Харрингтона затрат на теплоснабжение АП:

$$\begin{cases} \exp(-\exp(b_0^{АП} + b_1^{АП} \cdot y_{АП})) = d_1^{АП} \\ \exp(-\exp(b_0^{АП} + b_1^{АП} \cdot y_{АП})) = d_2^{АП}, \end{cases} \quad (3)$$

где $d_1^{АП}$, $d_2^{АП}$ – оценка желательности Харрингтона для затрат на теплоснабжение АП в реперных точках.

Уравнения для определения частных функций желательности Харрингтона затрат СЦТ:

$$\begin{cases} \exp(-\exp(b_0^{СЦТ} + b_1^{СЦТ} \cdot y_{СЦТ})) = d_1^{СЦТ} \\ \exp(-\exp(b_0^{СЦТ} + b_1^{СЦТ} \cdot y_{СЦТ})) = d_2^{СЦТ}, \end{cases} \quad (4)$$

где $d_1^{СЦТ}$, $d_2^{СЦТ}$ – оценка желательности Харрингтона для СЦТ в реперных точках.

Свертка частных критериев желательности происходит согласно выражению:

$$S(y_{АП}, y_{СЦТ}) = \left(\sum_{n=1}^N d_{АП}^n + d_{СЦТ} \right) / (N + 1), \quad (5)$$

где S – обобщенный критерий желательности Харрингтона; n – порядковый номер системы теплоснабжения АП; N – количество рассматриваемых АП.

Функция цели модели определения компромисса имеет следующие составляющие:

$$\begin{cases} y_{АП}^n(Q_1^n, Q_2^n) = K_n \cdot E + (Z_{монл}(Q_1^n, Q_2^n) + Z_{нок.м/э}(Q_1^n) + Z_{аморт} - Z_{СЦТ}(Q_2^n)), \\ y_{СЦТ}(Q_1, Q_2) = Z_{монл}(Q_1) + Z_{э}(x_{i,\tau}, h_i) + Z_{запн} + Z_{аморт} + Z_{нок.м/э}(Q_2), \\ S(y_{АП}, y_{СЦТ}) = \left(\exp(-\exp(b_0^{СЦТ} + b_1^{СЦТ} \cdot y_{СЦТ})) + \sum_{n=1}^N \exp(-\exp(b_{0,n}^{АП} + b_{1,n}^{АП} \cdot y_{АП}^n)) \right) / (N + 1), \end{cases} \quad (6)$$

где $y_{АП}^n$ – затраты на теплоснабжение n -го АП; Q_1^n – количество тепловой энергии, поставляемой из СЦТ в систему теплоснабжения n -го АП, (кВт·ч); Q_2^n – количество тепловой энергии, поставляемой из системы теплоснабжения n -го АП в СЦТ, (кВт·ч); K_n – капиталовложения в систему теплоснабжения n -го АП, (руб.); E – коэффициент дисконтирования; $Q_1 = (Q_1^1, \dots, Q_1^N)$ – вектор поставок тепловой энергии

из СЦТ к N системам теплоснабжения АП; $Q_2 = (Q_2^1, \dots, Q_2^N)$ – вектор поставок тепловой энергии от N систем теплоснабжения АП в СЦТ; $З_{топл}$ – топливные затраты, (руб.); $З_{пок.м/э}(Q_1^n)$ – плата за поставленную из СЦТ тепловую энергию, (руб.); $x_{\tau,i} = (x_{1,\tau}, \dots, x_{\tau,m})^T$ – вектор расходов на участках сети, (т/ч); $h_{\tau} = (h_{\tau,1}, \dots, h_{\tau,m})^T$ – вектор потерь напора на ветвях в момент времени τ , (м. вод. ст.); $З_{аморт}$ – амортизационные отчисления, (руб.); $З_{СЦТ}(Q_2^n)$ – плата за поставленную в СЦТ тепловую энергию, (руб.); $З_{э}$ – затраты на транспортировку теплоносителя, (руб.); $З_{пок.м/э}(Q_2)$ – плата за тепловую энергию, поставляемую из систем теплоснабжения N -количества АП в СЦТ, (руб.); $y_{АП} = (y_{АП}^1, \dots, y_{АП}^N)$ – вектор затрат на теплоснабжение АП; $y_{СЦТ}$ – значение затрат СЦТ, (руб.); $b_{0,n}^{АП}$, $b_{1,n}^{АП}$ – коэффициенты частной функции желательности Харрингтона описывающего затраты на теплоснабжение n -го АП; $b_0^{СЦТ}$, $b_1^{СЦТ}$ – коэффициенты частной функции желательности Харрингтона описывающего затраты СЦТ.

Обобщенный критерий оптимизации модели определения компромисса:

$$S(y_{АП}, y_{СЦТ}) = \frac{d_{СЦТ}(y_{СЦТ}) + \sum_{n=1}^N d_{АП}^n(y_{АП}^n)}{N+1} \rightarrow \max, \quad (7)$$

где $d_{СЦТ}$ – частная функция желательности, описывающая затраты СЦТ; $d_{АП}^n$ – частная функция желательности, описывающая затраты на теплоснабжение n -го АП.

Уравнения энергетического баланса:

$$W_{АП}^n + Q_1^n - Q_2^n = D_{АП}^n, \quad n \in \{1, \dots, N\}, \quad (8)$$

$$W_{СЦТ} - \sum_{i=1}^I \sigma_i = D_{ОП} + \sum_{n=1}^N Q_1^n - \sum_{n=1}^N Q_2^n, \quad i \in \{1, \dots, I\}, \quad (9)$$

где $W_{АП}^n$ – тепловая энергия, выработанная собственными источниками n -го АП, (кВт·ч); $D_{АП}^n$ – величина спроса на тепловую энергию n -го АП, (кВт·ч); $W_{СЦТ}$ – количество тепловой энергии, выработанное на централизованном источнике, (кВт·ч); σ_i – потери тепловой энергии на участках тепловой сети, (кВт·ч); I – количество участков тепловой сети; $D_{ОП}$ – величина спроса на тепловую энергию обычных потребителей (ОП), (кВт·ч).

$$W_{АП}^n = \sum_{k=1}^K \alpha_k \cdot q_{k,\tau}, \quad \tau \in \{1, \dots, T\}, \quad (10)$$

где k – порядковый номер выбранной установки АП; K – количество выбранных установок собственной генерации n -го АП; α_k – коэффициент выбора k -ой установки; $q_{k,\tau}$ – выработка k -ой установки в период τ ; T – конечный момент времени.

Ограничения:

$$y_{\text{СЦТ}}(Q_1, Q_2) \sim B, \quad (11)$$

$$B^{\min} \leq B \leq B^{\max}, \quad (12)$$

где B – расход топлива на источнике СЦТ; $B^{\min}$ и $B^{\max}$ – минимальный и максимальный расход топлива на источнике СЦТ.

Уравнения потокораспределения в системе теплоснабжения [16]:

$$Ax_{\tau} = q_{\tau}, \quad (13)$$

$$q_{\tau} = Q_1 - Q_2, \quad (14)$$

$$\bar{A}^T \bar{P}_{\tau} + H_{\tau} = h_{\tau}, \quad (15)$$

$$h_{\tau} = SX_{\tau}x_{\tau,i}, \quad (16)$$

где $A ((p-1) \times m)$ – матрица соединений $p-1$ линейно независимых узлов и m ветвей; $x_{\tau,i} = (x_{1,\tau}, \dots, x_{\tau,m})^T$ – вектор расходов на участках сети, (т/ч); $q_{\tau} = (q_{\tau,1}, \dots, q_{\tau,p-1})^T$ – вектор массовых расходов в узлах в момент времени τ , (т/ч); $\bar{A}$ – полная $(p \times m)$ матрица соединений; $\bar{P}_{\tau} = (P_{1,\tau}, \dots, P_{\tau,p})^T$ – вектор пьезометрических напоров в узлах сети в момент времени τ , (м. вод. ст.); $h_{\tau} = (h_{\tau,1}, \dots, h_{\tau,m})^T$ – вектор потерь напора на ветвях в момент времени τ , (м. вод. ст.); $H_{\tau} = (H_{\tau,1}, \dots, H_{\tau,m})^T$ – вектор действующих напоров насосных станций в момент времени τ , (м. вод. ст.); S и X_{τ} – $(m \times m)$ – диагональные матрицы, составленные из коэффициентов гидравлического сопротивления ветвей s_i , (мч²/кг²) и абсолютных значений расходов на них $|x_{\tau,i}|$, $i \in \{1, \dots, m\}$ (т/ч).

МЕТОДИКА ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ У АКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СИСТЕМЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Алгоритм методики выбора оборудования источников энергии у АП в СЦТ представлен на рис. 1 и включает в себя следующие шаги:

1. Формирование исходных данных: для каждого рассматриваемого периода необходимы данные о тарифах на энергоресурсы, параметрах собственных источников

АП, капиталовложениях, спросе на тепловую энергию АП и ОП, а также о разнице между текущим (в этом часу) значением спроса каждого АП и возможной выработкой его предполагаемого источника тепловой энергии.

2. Определение параметров реперных точек диапазона для всех АП. Определение затрат на теплоснабжение АП в ситуации, когда АП покрывает свой спрос на тепловую энергию из СЦТ полностью, и в ситуации, когда АП покрывает спрос за счет своего источника и поставляет максимально возможное количество тепловой энергии в СЦТ осуществляется с помощью модели системы теплоснабжения АП.

3. Определение параметров реперных точек диапазона для СЦТ. Определение затрат на теплоснабжение в ситуации, когда СЦТ обеспечивает спрос на тепловую

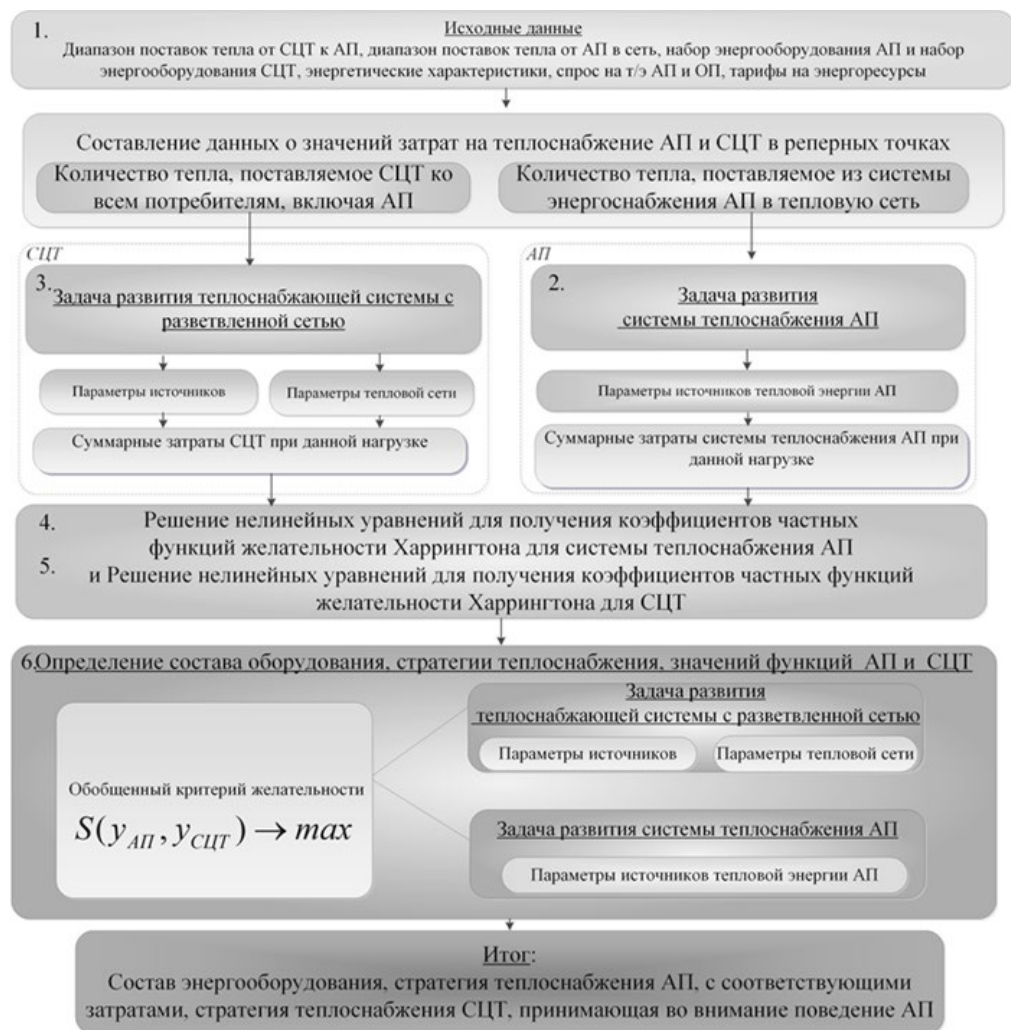


Рис. 1. Алгоритм методики выбора оборудования источников энергии у активных потребителей в системе централизованного теплоснабжения.

энергию всех АП и остальных потребителей, и в ситуации, когда СЦТ покрывает спрос только ОП, за исключением той части, которая покрывается за счет поставок от АП осуществляется с помощью модели СЦТ с разветвленной тепловой сетью.

4. Получение характеристик частных функций желательности Харрингтона для АП. Каждому значению затрат на теплоснабжение АП в реперных точках присваивается соответствующее значение на шкале желательности Харрингтона. Наиболее желательным в данном случае будет минимальное значение затрат на теплоснабжение АП, ему присваивается наибольшее значение. Получение коэффициентов уравнения, описывающего частную функцию желательности Харрингтона для затрат на теплоснабжение АП на всем диапазоне поставок тепловой энергии.

5. Получение характеристик частных функций желательности Харрингтона для СЦТ. Каждому значению затрат СЦТ в реперных точках присваивается соответствующее значение на шкале желательности Харрингтона. Наиболее желательным в данном случае будет минимальное значение затрат СЦТ, ему присваивается наибольшее значение. Получение коэффициентов уравнения, описывающего частную функцию желательности Харрингтона для затрат СЦТ на всем диапазоне поставок тепловой энергии.

6. Формирование модели определения компромиссного значения поставок тепловой энергии между СЦТ и АП. Она включает в себя модели рассматриваемых АП и модель СЦТ с разветвленной тепловой сетью. С помощью полученных в предыдущем шаге уравнений, связывающих затраты на теплоснабжение рассматриваемых объектов с оценкой на шкале желательности Харрингтона, осуществляется свертка частных критериев желательности в обобщенный критерий желательности Харрингтона, оптимизируемый в данной модели. Благодаря этому многокритериальную задачу определения компромиссного решения возможно свести к однокритериальной, с учетом всех заданных в моделях АП и СЦТ ограничений. В результате оптимизации определяется решение задачи определения компромиссного значения поставок тепловой энергии между АП и СЦТ, а также соответствующая стратегия теплоснабжения всех рассматриваемых потребителей.

СТРУКТУРА МУЛЬТИАГЕНТНОЙ СИСТЕМЫ

Для решения задач с использованием мультиагентного подхода разработана структура мультиагентной системы (МАС), в которой можно выделить два основных уровня взаимодействия агентов (рис. 2): СЦИ и АП. Каждый уровень представлен своим набором агентов, которые соответствуют энергетическим объектам данного уровня и отражают их поведение и характеристики. В СЦТ контроль и координацию объектов генерации, представленных агентами централизованных тепловых источников (АЦТИ), и распределения, представленных агентами тепловых магистралей (АТМ), тепловой энергии осуществляет агент системы централизованного теплоснабжения (АСЦТ), также через него осуществляется взаимодействие и обмен информацией с агентами АП (ААП). В свою очередь ААП содержат в себе трех агентов нижнего уровня, соответствующих трем типам источников тепловой энергии: агент тепловых насосов (АТН); агент электрических бойлеров (АЭБ); агент солнечных коллекторов (АСК). ААП осуществляют контроль над агентами нижнего уровня и выполняют обмен данными с АСЦТ. Соответственно агенты нижних уровней, представляющие энергетические объекты в СЦТ и у АП, осуществляют управление данными объектами и отстаивают их интересы в системе при

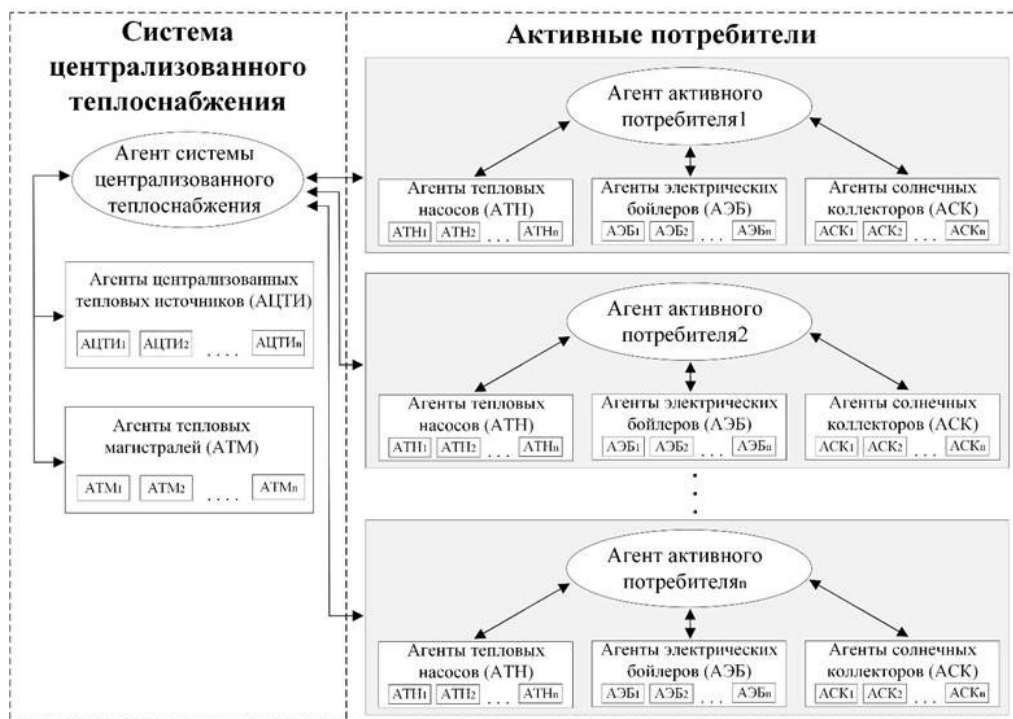


Рис. 2. Структура мультиагентной системы.

поиске компромиссного решения по определению состава оборудования и стратегии теплоснабжения.

Мультиагентная модель, основанная на представленной выше структуре МАС, разработана в программной среде AnyLogic [17–18], данная среда связана через специальные разработанные программные компоненты с системой MATLAB (рис. 3), в которой реализованы математические модели СЦТ и АП для расчета суммарных затрат и поиска компромиссного решения по определению состава энергоустановок СЦТ и АП, сетевого оборудования, стратегии теплоснабжения, значений функций АП и СЦТ. В разработанную мультиагентную модель загружаются необходимые данные для расчета соответственно для каждого агента: АЦТИ – данные по набору энергоустановок, их характеристики и цены на тепловую энергию; АТМ – данные по набору сетевого оборудования и их характеристики; АСЦТ – данные по диапазону поставок тепла от СЦТ к АП, спрос на тепловую энергию АП и ОП, тарифы на первичные энергоресурсы; АТН – данные по набору тепловых насосов, их характеристики и цены на тепловую энергию; АЭБ – данные по набору электрических бойлеров, их характеристики и цены на тепловую энергию; АСК – данные по набору солнечных коллекторов, их характеристики и цены на тепловую энергию; ААП – данные по диапазону поставок тепла от АП в сеть, спрос на тепловую энергию.

После загрузки всех данных запускается модель, и начинается процесс поиска решения. АСЦТ и ААП собирают соответствующие данные от своих агентов нижнего уровня по набору энергоустановок и их характеристик, а затем они обмениваются

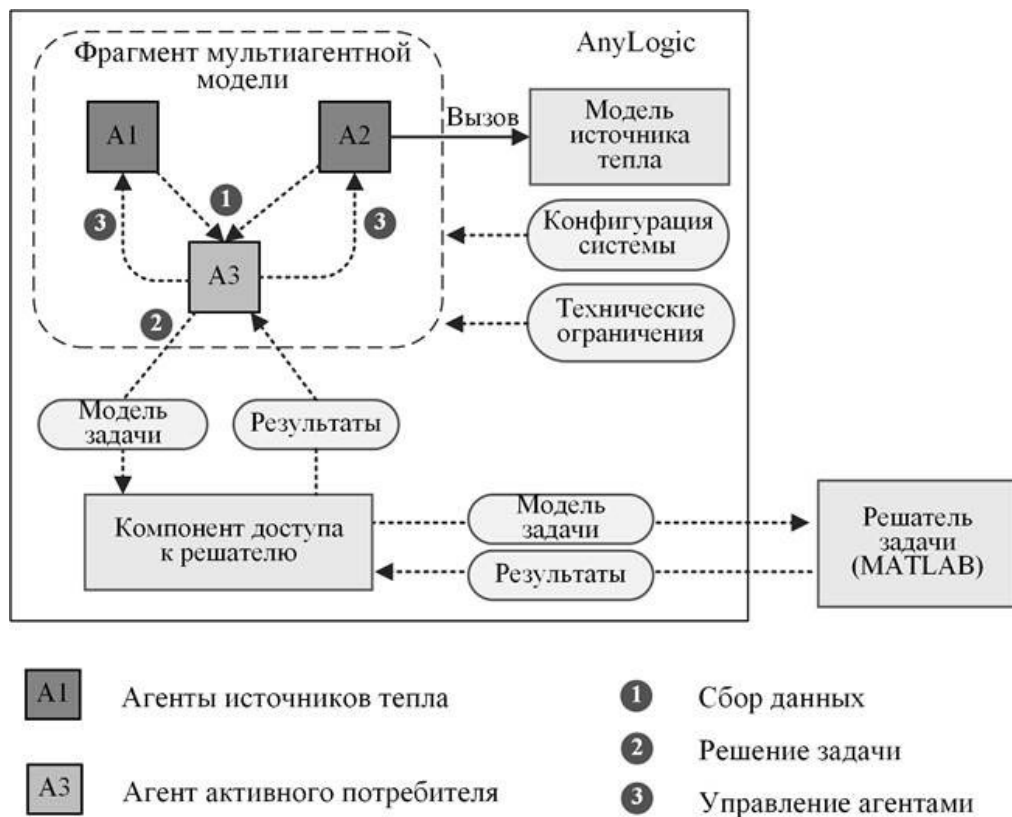


Рис. 3. Подключение системы MATLAB к программной среде AnyLogic.

между собой необходимыми для расчета данными по спросу и ценами на энергию. ААП сформировав пакет данных для расчета, отправляют их в систему MATLAB, где с помощью разработанных математических моделей и решателя смешанного целочисленного линейного программирования выполняется поиск решения для двух случаев:

- АП весь свой спрос потребляет из СЦТ, а сам в систему ничего не производит;
- АП весь свой спрос потребляет от своих источников и поставляет в сеть максимально возможное количество тепловой энергии.

Получив результаты решений, ААП отправляют все данные АСЦТ. В свою очередь АСЦТ на основании полученной информации от ААП формирует пакет данных и отправляет его в систему MATLAB, где с помощью разработанных математических моделей и нелинейного решателя выполняется поиск решения для двух случаев:

- СЦТ снабжает полностью спрос АП и ОП, АП ничего не поставляет в систему;
- СЦТ снабжает только ту часть спроса ОП, которую не удовлетворил АП.

Затем АСЦТ получает результаты расчета и на основании значений целевой функции СЦТ в двух точках формирует уравнение, описывающее желательность.

Аналогичное уравнение на основании значений целевой функции АП в двух точках формирует ААП. Полученные уравнения АСЦТ и ААП отправляют в систему MATLAB, где осуществляется поиск решения. В результате решения уравнений находятся коэффициенты уравнения для описания поведения СЦТ и АП. АСЦТ, получив необходимые коэффициенты из системы MATLAB, формирует данные для модели получения компромисса, которая включает в себя модель АП, модель СЦТ и обобщенный критерий желательности. Полученную систему нелинейных уравнений АСЦТ отправляет в систему MATLAB для поиска итогового решения по определению состава энергооборудования, стратегии теплоснабжения АП, с соответствующими затратами, и стратегии теплоснабжения СЦТ, принимающая во внимание поведение АП. Таким образом, полученное компромиссное решение АСЦТ отправляет своим агентам АЦТИ и АТМ, а также отправляет необходимую информацию ААП, которые рассылают их своим агентам нижнего уровня АТН, АЭБ и АСК. Агенты нижних уровней, получив данные по задействованному оборудованию, осуществляют управление своими источниками в соответствии с полученным решением.

АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДИЧЕСКОГО И ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Для апробация разработанного методического и программного обеспечения авторами разработана тестовая схема системы теплоснабжения (рис. 4), которая включает централизованный источник тепла (котельную), 12 тепловых магистралей (ТМ), 4 ОП, 3 АП со своими источниками тепловой энергии: солнечный коллектор (СК); электрический бойлер (ЭБ); тепловой насос (ТН).

На тестовой схеме выполнялась оценка работоспособности разработанной методики и проводилось исследование взаимодействия АП в системе теплоснабжения при определении компромиссного значения поставок энергии между АП и СЦТ.

Исходные данные: тариф на уголь 4.6 руб./кг у.т.; тариф на тепловую энергию 1.355 руб./кВт·ч.; тариф на электроэнергию 3.43 руб./кВт·ч.; температурный график был принят 110°/70°С. Для рассмотрения было принято, что к ТМ № 3 подключен АП № 1 (текстильный цех), к ТМ № 11 – АП № 2 (хлебопекарный цех), и на ТМ № 6 располагается АП № 3, представляющий собой объединенного коммунально-бытового потребителя, как показано на рис. 4. Рассматриваемым горизонтом был принят год, график спроса на тепловую энергию всех потребителей в относительном виде представлен на рис. 5.

Анализ полученных результатов. По итогам обобщенный критерий желательности варьировался в диапазоне от 0.52 до 0.7, что представляет собой характеристику системы среднего уровня. Состав энергетического оборудования по итогам проведенной оптимизации: в системе теплоснабжения АП № 1 предлагается к установке тепловой насос, в системе теплоснабжения АП № 2 – тепловой насос, АП № 3 – электробойлер. При этом стратегия СЦТ предусматривает поставки от АП № 1 и АП № 2 преимущественно в весенний и осенний периоды, ввиду повышенной эффективности по сравнению с периодом минимальных температур, выбранных у этих потребителей установок – тепловых насосов. При снижении температуры наружного воздуха до проектной, происходит снижение выработки у АП № 1 и АП № 2 до полного перехода на источник СЦТ. Для АП № 3 наиболее подходящим вариантом оказался электробойлер, позволяющий обеспечивать тепловой энергией

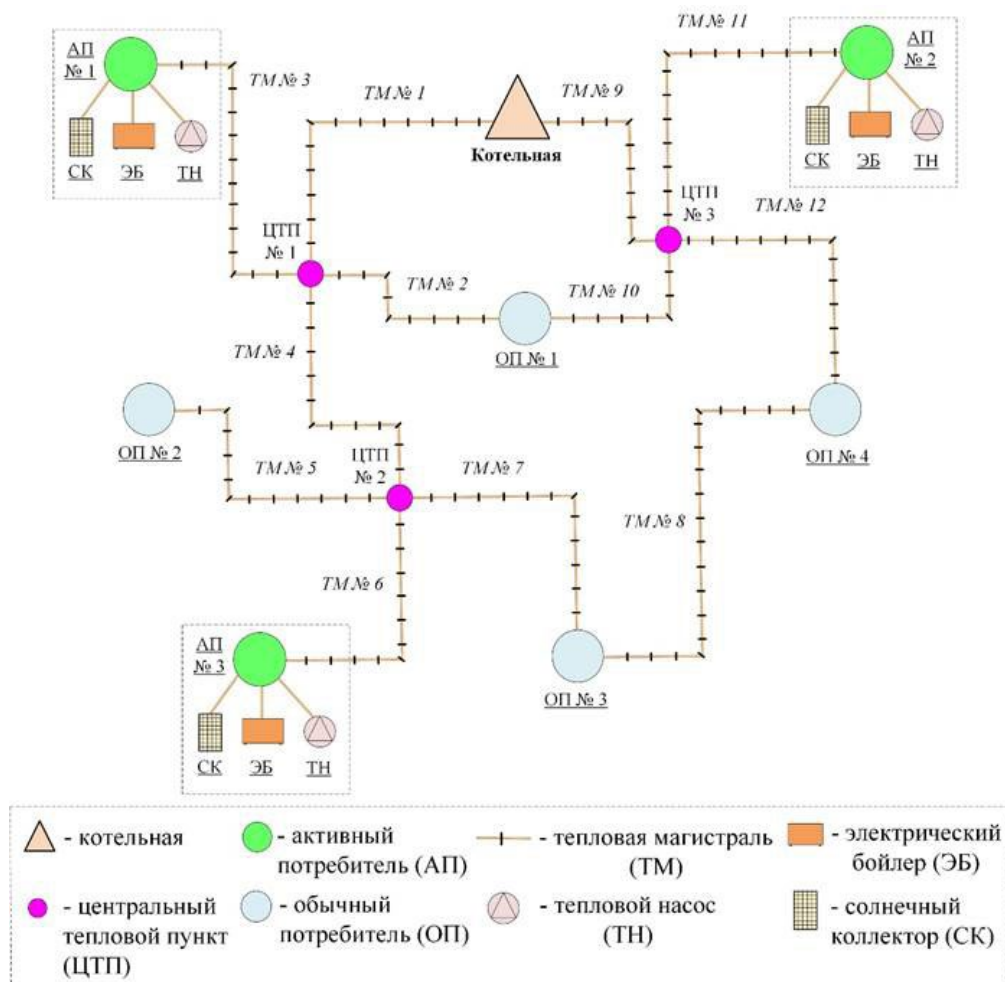


Рис. 4. Тестовая схема системы теплоснабжения.

и делать поставки тепловой энергии расположенным рядом потребителям. При этом стоит учитывать, что тариф на электроэнергию был принят постоянным в течение суток, в ином случае экономичность электробойлера для АП № 3 возрастет.

Полученные уравнения для частных критериев желательности систем теплоснабжения АП и СЦТ в зимний период:

$$d^{АП1} = \exp(-\exp(4.95 - 0.0122 \cdot y_{АП1}))$$

$$d^{АП2} = \exp(-\exp(5.61 - 0.0106 \cdot y_{АП2}))$$

$$d^{АП3} = \exp(-\exp(2.15 - 0.022 \cdot y_{АП3}))$$

$$d^{СЦТ} = \exp(-\exp(-0.41 - 0.0001 \cdot y_{СЦТ})).$$

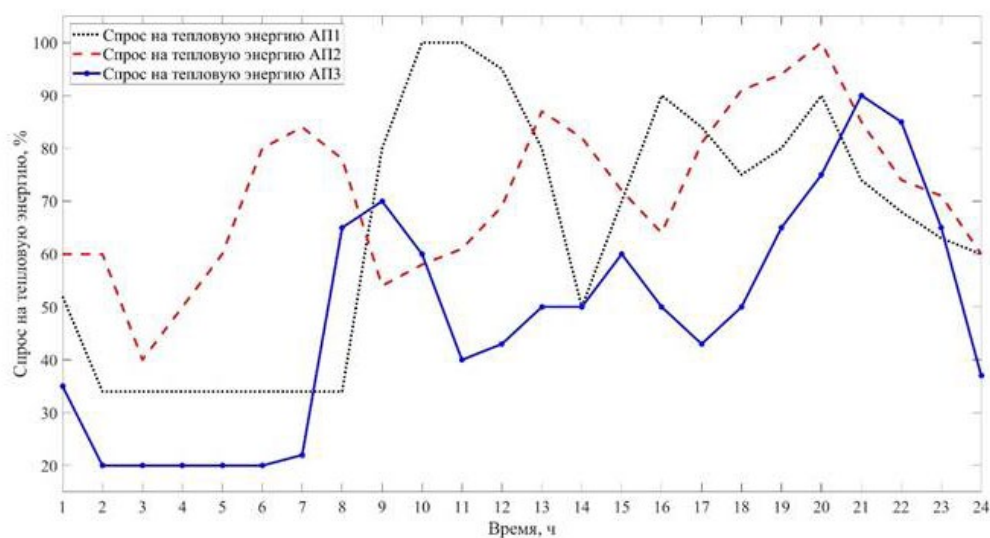


Рис. 5. Спрос на тепловую энергию всех потребителей.

В соответствии с приведенным ранее алгоритмом определения компромиссного значения поставок тепловой энергии между АП и СЦТ частные и обобщенный критерии желательности Харрингтона, полученные по итогам оптимизации в 1-м квартале, представлены в табл. 2.

Таблица 2. Определение обобщенной желательности

	АП № 1	АП № 2	АП № 3	СЦТ
Затраты на теплоснабжение, руб.	413.4	541.8	704.3	25 154
Частная функция желательности	0.393	0.412	1	0.94
Обобщенный критерий	0.686			
Состав выбранного оборудования	Тепловой насос	Тепловой насос	Электро-бойлер	—

Ввиду того, что система теплоснабжения АП № 3 поставляет максимально доступное количество тепловой энергии в тепловую сеть, как показано на рис. 6, его частный критерий желательности максимален. Так как в этот период эффективность производства тепловой энергии в системах теплоснабжения АП № 1 и АП № 2 ниже, то они в этот период снабжают только собственный спрос на тепловую энергию. Частная функция желательности СЦТ несколько снижена, так как спрос всех АП покрывается из собственных источников. В третьем квартале ввиду низкой потребности в поставках тепловой энергии системы теплоснабжения АП вырабатывали тепловую энергию согласно спросу соответствующих АП. Выработка тепловой энергии в 1-м и 4-м кварталах аналогичны.

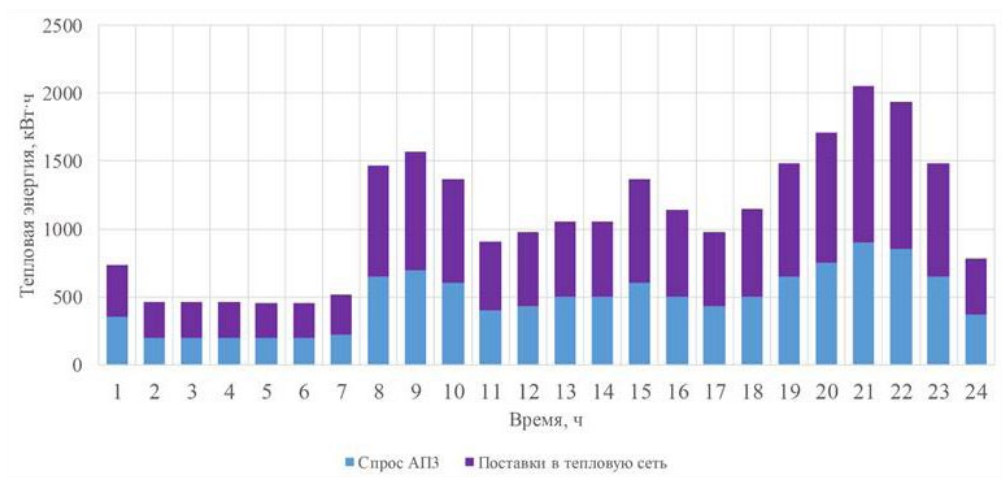


Рис. 6. Суточный график выработки тепловой энергии в системе теплоснабжения АП № 3 в 1-й квартал.

Во втором квартале система теплоснабжения АП № 2 также осуществляет поставки компромиссного количества тепловой энергии в СЦТ, как показано на рис. 7.

Результаты практического исследования выявили, какой состав оборудования источников у АП является оптимальным, а также объемы поставок энергии в системе теплоснабжения в условиях компромисса между АП и СЦТ.

Полученные результаты демонстрируют эффективность разработанного методического и программного обеспечения для определения оптимального набора оборудования источников у АП с учетом интересов СЦТ и АП и их возможностей производства тепловой энергии.

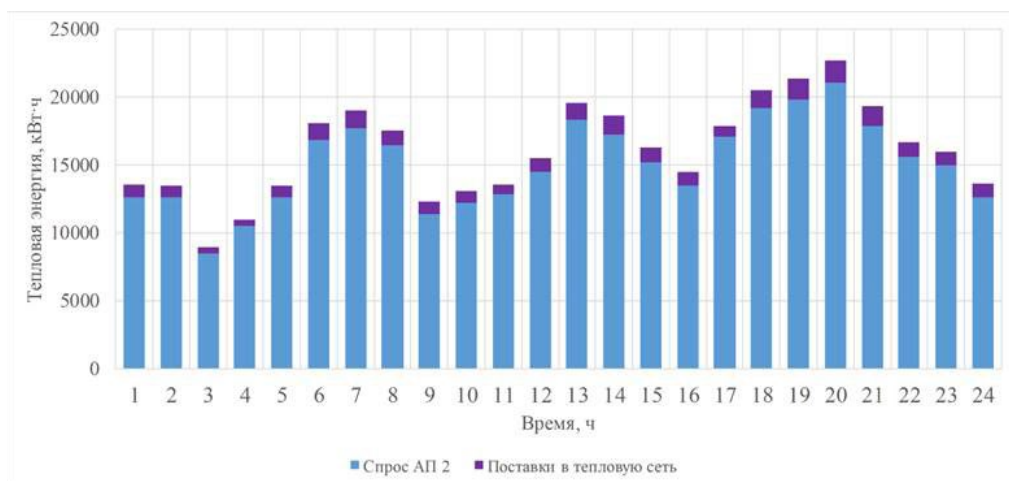


Рис. 7. Суточный график выработки тепловой энергии в системе теплоснабжения АП № 2 во 2-м квартале.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбор оптимального состава оборудования источников тепловой энергии у АП является актуальной задачей, которая все острее стоит перед функционирующими в настоящее время системами теплоснабжения. Это связано с развитием технологий распределенной генерации и появлением АП, что приводит к необходимости разработки новых подходов для оптимального управления и развития объектов систем теплоснабжения. В рамках настоящей статьи выполнена математическая постановка задачи поиска компромиссного решения, которая включает в себя модель АП, модель СЦТ и обобщенный критерий желательности. Разработана методика выбора оборудования источников энергии у АП в СЦТ с учетом интересов СЦТ и АП и их возможности производства тепловой энергии. Предложенная методика реализована в мультиагентной системе. Эта система включает два уровня: СЦТ и АП, каждый из которых представлен своими агентами, отражающими поведение объектов этих уровней. Разработана мультиагентная модель тестовой схемы системы теплоснабжения, на основе которой выполнены вычислительные эксперименты. В результате проведенных расчетов найден оптимальный состав источников тепловой энергии у трех АП, определена стратегия теплоснабжения АП с соответствующими затратами, а также стратегия теплоснабжения СЦТ, принимающая во внимание поведение АП. Таким образом, можно сделать вывод, что разработанное авторами методическое и программное обеспечение может быть использовано при моделировании теплоснабжающих систем нового поколения, имеющих в своем составе АП, и позволяет получить рекомендации по выбору типа и параметров источников тепла АП, работа которых согласована с функционированием централизованных источников тепла.

Исследование выполнено в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук при поддержке Российского научного фонда (грант № 24-29-00823).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стенников В.А., Воронай Н.И., Барахтенко Е.А., Соколов Д.В. Цифровизация интегрированных энергетических систем // Энергобезопасность и энергосбережение, 2020. № 4. С. 5–10.
2. Стенников В.А., Постников И.В., Пеньковский А.В. Методы и модели оптимального управления теплоснабжающими системами с активными потребителями тепловой энергии // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2021. № 3. С. 12–23.
3. Воронай Н.И., Паламарчук С.И., Подковальников С.В. Современное состояние и проблемы электроэнергетики России // Проблемы прогнозирования, 2001. № 5. С. 49–69.
4. Воронай Н.И. Smart Grid: Мифы, реальность, перспективы // Энергетическая политика, 2010. № 2. С. 9–15.
5. Lee M., Han C., Kwon S., Kim Y. Energy and cost savings through heat trading between two massive prosumers using solar and ground energy systems connected to district heating networks // Energy, 2023. V. 284. 129347.
6. Pipiciello M., Caldera M., Cozzini M., Ancona M.A., Melino F., Pietra B.D. Experimental characterization of a prototype of bidirectional substation for district heating with thermal prosumers // Energy, 2021. V. 223. 120036.

7. Filho W.L., Trevisan L.V., Lange Salvia A., Mazutti J., Dibbern T., Ruiz de Maya S., Bernal E.F., Eustachio J.H.P.P., Sharifi A., Alarcón-del-Amo M.D.C, Kushnir I. Prosumers and sustainable development: An international assessment in the field of renewable energy // *Sustainable Futures*, 2024. V. 7. 100158.
8. Stennikov V., Barakhtenko E., Mayorov G., Sokolov D., Zhou B. Coordinated management of centralized and distributed generation in an integrated energy system using a multi-agent approach // *Applied Energy*, 2022. V. 309. 118487.
9. Khan M.W., Wang J., Xiong L., Ma M. Modelling and optimal management of distributed microgrid using multiagent systems // *Sustainable Cities and Society*, 2018. V. 41. P. 154–169.
10. Kyriakou D.G., Kanellos F.D., Ipsakis D. Multi-agent-based real-time operation of microgrids employing plug-in electric vehicles and building prosumers // *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2024. V. 37. 101229.
11. Городецкий В.И., Карсаев О.В., Самойлов В.В., Серебряков С.В. Прикладные многоагентные системы группового управления // *Искусственный интеллект и принятие решений*, 2009. № 2. С. 3–24.
12. Wooldridge M., Jennings N. Intelligent Agents: Theory and Practice // *The Knowledge Engineering Review*, 1995. V. 10. № 2. P. 115–152.
13. Захахатнов В.Г., Попов В.М., Афонькина В.А. Функция желательности Харрингтона как критерий оптимального выбора зерносушилки // *Известия Оренбургского государственного аграрного университета*, 2022. № 2(94). С. 110–114.
14. Николаев А.Е. Методика оценки состояния научно-технологического потенциала оборонно-промышленного комплекса России с использованием функции желательности Харрингтона // *Экономический анализ: теория и практика*, 2013. № 30 (333). С. 22–33.
15. Беспалов В.И., Котлярова, Е.В. Основные принципы совершенствования методики социо-эколого-экономической оценки состояния окружающей среды территорий промышленных зон крупных городов // *Инженерный вестник Дона*, 2011. № 4. С. 137–144.
16. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей / М.: Наука, 1985. 278 с.
17. Antonova V., Grechishkina N., Kuznetsov N. Analysis of the Modeling Results for Passenger Traffic at an Underground Station Using AnyLogic // *Journal of Communications Technology and Electronics*, 2020. V. 65. P. 712–715.
18. Zhang Y., Wang Y., Wu L. Research on Demand-driven Leagile Supply Chain Operation Model: a Simulation Based on AnyLogic in System Engineering // *Systems Engineering Procedia*, 2012. V. 3. P. 249–258.

Selection of Energy Sources for Prosumers in the Centralized Heat Supply System Using Agent Technologies

E. A. Barakhtenko^a, G. S. Mayorov^{a, *}, D. V. Sokolov^a, V. B. Tashlykova^a

*^aMelentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Irkutsk, Russia*

**e-mail: mayorovgs@isem.irk.ru*

In recent years, the energy sector has been widely developing the direction associated with the introduction of distributed energy generation and the emergence of prosumers (PR), including within the heat supply system. Due to the emergence of consumers as participants in energy markets who take an active part in the process of managing their energy supply, there is a need to make decisions on energy supply options in the context of conflicting interests of the parties - the PR and the centralized heat supply system (CHS). The article presents a mathematical formulation of the problem of finding a compromise solution, which includes an PR model, a CHS model and a generalized desirability criterion. A methodology for selecting energy source equipment for PR in the CHS has been developed, taking into account the interests of the CHS and PR and their ability to produce heat energy. A structure of a multi-agent system is proposed and agent behavior algorithms are developed that take into account the complex behavior of the PR and CHS objects. The results of testing the developed methodological and software on a test model of the heat supply system are presented.

Keywords: centralized heat supply system, prosumers, multi-agent approach, multi-agent system, heat energy source, distributed generation

УДК 539.3

МОДЕЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ТЕОРИИ ТЕПЛОВОГО УДАРА ВЯЗКОУПРУГИХ ТЕЛ

© 2024 г. Э. М. Карташов^{1, 2, *}, С. С. Крылов²¹Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «МИРЭА – Российский технологический университет», Москва, Россия²Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

*e-mail: professor.kartashov@gmail.com

Поступила в редакцию 16.10.2024 г.

После доработки 08.11.2024 г.

Принята к публикации 11.11.2024 г.

Рассмотрены модельные представления теории теплового удара вязкоупругих тел на основе двух различных подходов. В первом подходе, основанном на введении девиаторов напряжения и деформации с использованием линейных реологических моделей Максвелла и Кельвина, предлагаются новые интегральные и дифференциальные соотношения, включающие одновременно динамические и квазистатические модели для вязкоупругих и упругих сред, обобщающие результаты предыдущих исследований. Предложенные определяющие соотношения новой формы применимы для описания тепловой реакции тел канонической формы, ограниченных границами прямолинейной формы в декартовых координатах, и распространены на случай криволинейных границ в цилиндрических и сферических координатах. Во втором подходе описана упруго-вязкоупругая аналогия, состоящая в том, что исходная задача о температурных напряжениях вязкоупругого тела может быть сведена к эквивалентной задаче термоупругости путем замены в операционном (по Лапласу) решении термоупругой задачи модуля сдвига и коэффициента Пуассона на их изображения как в модели Максвелла, так и в модели Кельвина. Показано, что после выполнения обратного преобразования находится аналитическое решение задачи для термовязкоупругой среды. Приведен иллюстративный пример и проанализированы отличия в термической реакции на внезапный нагрев упругой и вязкоупругой среды.

Ключевые слова: тепловой удар, термоупругость, вязкоупругие тела, реологические модели

DOI: 10.31857/S0002331024050052

ВВЕДЕНИЕ

Исследование процессов теплового разрушения материалов, вызванных взаимодействием интенсивных тепловых потоков с твердыми телами, составляет содержание проблемы термической прочности, актуальность которой возросла в последнее

десятилетие в связи с созданием мощных излучателей энергии и их использованием в технологических операциях. Быстрый нагрев вещества происходит при обработке в инфракрасных печах, плазмохимических реакциях, гелиоустановках. Новые технологические приемы в машиностроении и близких областях основаны на интенсивном нагреве материалов плазменными потоками, лазерными или электронными лучами. Мощные радиационные излучатели используются для термической закалки и упрочнения поверхности изделий. Интенсивному тепловому воздействию подвергаются поверхности авиационно-космических аппаратов и пусковых установок.

Накоплено значительное количество публикаций, описывающих эти процессы в ядерной энергетике, в авиастроении, ракетостроении и космической технике, в турбиностроении и эксплуатации турбинных установок и т.д. Систематизация результатов, накопленных в этой области термомеханики, дана в [1–4]. Проведенные исследования указанной проблемы выполнены, в основном, для большинства технически важных материалов, подчиняющихся закону Гука. В соответствующих математических моделях в терминах динамических, квазистатических или статических задач термоупругости материал считается однородным и изотропным, термомеханические коэффициенты являются постоянными величинами, не зависящими от температуры, и рассматриваемые разности температур не слишком велики, то есть температура не превышает некоторого предельного значения, и напряжения не достигают границы текучести. Считается [5, 6], что при относительно низком уровне температур и напряжений поведение широкого класса материалов находится в хорошем соответствии с теорией термоупругости.

Определяющие соотношения этой теории в рамках несвязанной термоупругости относительно компонент тензоров напряжения $\sigma_{ij}(M, t)$, деформации $\varepsilon_{ij}(M, t)$, вектора перемещения $U_i(M, t)$ в области $M(x, y, z) \in D, t > 0$ соответственно геометрии и размерам твердого тела, в котором изучается процесс термоупругости, удовлетворяют уравнениям движения (без учета объемных сил), геометрическим уравнениям, физическим уравнениям (обобщенный закон Гука) в индексных обозначениях [2]

$$\sigma_{ij,j}(M, t) = \rho \ddot{U}_i(M, t); \quad (1)$$

$$\varepsilon_{ij}(M, t) = \frac{1}{2} [U_{i,j}(M, t) + U_{j,i}(M, t)]; \quad (2)$$

$$\sigma_{ij}(M, t) = 2\mu \varepsilon_{ij}(M, t) + \{ \lambda e(M, t) - (3\lambda + 2\mu) \alpha_T [T(M, t) - T_0] \} \delta_{ij}, \quad (3)$$

где $i, j = x, y, z$; ρ – плотность; $\mu = G$, $\lambda = 2G\nu/(1 - 2\nu)$ – изотермические коэффициенты Ламе, при этом $2G/(1 + \nu) = E$ – модуль Юнга; α_T – коэффициент линейного теплового расширения; σ_{ij} – символ Кронекера; $e(M, t) = \varepsilon_{ii}(M, t) = di \, v [\bar{U}(M, t)]$ – объемная деформация, связанная с суммой нормальных напряжений $\sigma(M, t) = \sigma_{ii}(M, t)$ соотношением

$$e(M, t) = \frac{1 - 2\nu}{E} \sigma(M, t) + 3\alpha_T [T(M, t) - T_0], \quad (4)$$

вытекающим из (3). К соотношениям (1)–(4) следует также присоединить граничные условия $\sum_j \sigma_{ji}(M, t) n_j = f_i(M, t), M \in S, t > 0$ на той части поверхности S (ограничивающей область D), где заданы напряжения и $U_i(M, t) = \varphi_i(M, t), M \in S, t > 0$ на той части поверхности, где заданы перемещения; для частично ограниченной области следует добавить условие ограниченности в D при $t \geq 0$ всех функций, входящих в (1)–(4). Термонапряженное состояние области D при $t > 0$ может возникать при различных режимах теплового воздействия на границу S , создающих термический удар. К ним можно отнести следующие наиболее распространенные на практике случаи [7]: температурный нагрев $T(M, t) = T_c, M \in S, t > 0 (T_c > T_0)$; тепловой нагрев $\frac{\partial T(M, t)}{\partial n} = -\frac{1}{\lambda_T} q_0, M \in S, t > 0$ (λ_T – теплопроводность материала; q_0 – величина теплового потока); нагрев средой $\frac{\partial T(M, t)}{\partial n} = h[T(M, t) - T_c], M \in S, t > 0$ (h – относительный коэффициент теплообмена; T_c – температура окружающей среды ($T_c = T_0$)). В равной степени могут быть рассмотрены и случаи резкого охлаждения.

При повышенных температурах и более высоком уровне напряжений понятие об упругом теле становится недостаточным: почти у всех материалов обнаруживается более или менее отчетливо выраженное явление вязкого течения. В этом случае поведение реального тела принято называть вязкоупругим, так как тело одновременно проявляет упругие и вязкие свойства. Чтобы математически описать неупругое поведение тела при заданных условиях нагрева и напряжения, необходимо соответствующим образом обобщить соотношения между напряжениями и деформациями в (1)–(4).

Эти обобщения ведутся по разным направлениям [5], хотя четко разграничить их не всегда возможно. Наиболее общие подходы к проблеме основываются на представлениях и методах физики твердого тела. Чтобы получить сведения о механических характеристиках материала, рассматривается его микроструктура (кристаллическая, поликристаллическая, аморфная). Другой подход состоит в том, что, отвлекаясь от особенностей микроструктуры материала, необходимо рассматривать тело как сплошное и искать форму соотношений между напряжениями и деформациями, исходя из общих принципов механики и термодинамики сплошных сред. Наконец, наиболее формальный способ анализа заключается в том, что выбираются некоторые простые формы соотношений между напряжениями, описывающие такие типы неупругих явлений, как ползучесть, релаксация напряжений, пластическое течение, упрочнение. Реологические модели, которые учитывают одновременно протекающие процессы упругого деформирования и вязкого течения, благодаря достаточной простоте принятых соотношений между напряжениями и деформациями дают возможность математически проанализировать, как будут вести себя реальные тела в различных условиях нагружения. В этом отношении учет реологических эффектов

имеет большое значение при проектировании элементов конструкций, подвергающихся воздействию высоких температур.

ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ НАПРЯЖЕНИЯМИ И ДЕФОРМАЦИЯМИ В РЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ

Выпишем все необходимые соотношения для реологических законов, связывающих напряжения $\sigma_{ij}(M, t)$ и деформации $\varepsilon_{ij}(M, t)$ ($i, j = x, y, z$). Для этого введем девиатор напряжений $s_{ij}(M, t)$ и девиатор деформаций $e_{ij}(M, t)$ соотношениями

$$s_{ij}(M, t) = \sigma_{ij}(M, t) - \sigma^*(M, t)\delta_{ij}; \quad (5)$$

$$e_{ij}(M, t) = \varepsilon_{ij}(M, t) - \varepsilon^*(M, t)\delta_{ij}, \quad (6)$$

где σ^* и ε^* — среднее нормальное напряжение и среднее удлинение:

$$\sigma^*(M, t) = \frac{1}{3} \sum_i \sigma_{ii}(M, t); \quad \varepsilon^*(M, t) = \frac{1}{3} \sum_i \varepsilon_{ii}(M, t). \quad (7)$$

При помощи этих девиаторов соотношения (1)–(2) можно записать в виде:

$$s_{ij}(M, t) = 2Ge_{ij}(M, t), \quad (8)$$

$$\varepsilon^*(M, t) = \frac{1 - 2\nu}{2G(1 + \nu)} \sigma^*(M, t) + \alpha_T [T(M, t) - T_0]. \quad (9)$$

Эти равенства описывают поведение линейной упругой среды. Если к соотношениям закона Гука добавить слагаемое, выражающее ньютонов закон вязкости (последовательное или параллельное соединение пружины и вязкого сопротивления [2]), то полученные зависимости будут приводить к среде Максвелла

$$\frac{\partial s_{ij}(M, t)}{\partial t} + \frac{1}{\tau_p} s_{ij}(M, t) = 2G \frac{\partial e_{ij}(M, t)}{\partial t} \quad (10)$$

и к среде Кельвина

$$s_{ij}(M, t) = 2G \left[e_{ij}(M, t) + \tau_p \frac{\partial e_{ij}(M, t)}{\partial t} \right]. \quad (11)$$

При этом соотношение (9) остается без изменения. Последнее означает, что при гидростатическом сжатии или растяжении тело ведет себя как вполне упругое. Постоянная $\tau_p = \eta/G$ носит название время релаксации в (10) и время запаздывания в (11), η — вязкость материала. Разумеется, поведение материалов на практике сложнее случаев (10)–(11), однако, если основываться на применении простейших моделей, то для металлов при высоких температурах и для полимеров, сочетающих процессы упругого деформирования и вязкого течения можно использовать схему Максвелла, а для материалов с внутренним трением при изучении затухающих колебаний — схему Кельвина. Заметим, что при $\tau_p = 0$ ($\eta = \infty$) соотношение (10) дает среду Гука; при $\tau_p = 0$ ($\eta = 0$) в (11) закон Кельвина сводится к зависимости (8).

НОВЫЕ ИНТЕГРАЛЬНЫЕ СООТНОШЕНИЯ ДЛЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ТЕРМОВЯЗКОУПРУГОСТИ

Приведенные соотношения, записанные в декартовых координатах, могут быть использованы для описания термической реакции вязкоупругих тел канонической формы (бесконечная пластина; полупространство, ограниченное плоской поверхностью и др.) при заданных условиях нагрева (или охлаждения) в рамках соответствующей краевой задачи нестационарной теплопроводности. Для этого на начальном этапе необходимо получить дифференциальное уравнение динамической термовязкоупругости. В качестве иллюстрации этого утверждения рассмотрим случай одномерного движения, то есть вязкоупругое полупространство $z \geq l$ температуры $T(z, t)$, граница которого свободна от напряжений. При этом $U_x = U_y = 0$, $U_z = U_z(z, t)$, $\epsilon_{xx} = \epsilon_{yy} = 0$; $e_{zz} = (2/3)\epsilon_{zz}$; напряжения $\sigma_{ij} = \sigma_{ij}(z, t)$ для $i = j$, $\sigma_{ij} = 0$ для $i \neq j (i, j = x, y, z)$.

Имеем далее:

$$s_{zz}(z, t) = \sigma_{zz}(z, t) - \sigma^*(z, t); \quad (12)$$

$$\sigma^*(z, t) = \frac{E}{3(1-2\nu)} \epsilon_{zz}(z, t) - \frac{E}{1-2\nu} \alpha_T [T(z, t) - T_0]; \quad (13)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial s_{zz}(z, t)}{\partial t} + \frac{1}{\tau_p} s_{zz}(z, t) &= \frac{4G}{3} \frac{\partial \epsilon_{zz}(z, t)}{\partial t}; \quad (t > 0) \\ s_{zz}(z, t)|_{t=0} &= 0; \end{aligned} \right\}; \quad (14)$$

$$\epsilon_{zz}(z, t) = \frac{\partial U_z(z, t)}{\partial z};$$

$$\frac{\partial \sigma_{zz}(z, t)}{\partial z} = \rho \frac{\partial^2 U_z(z, t)}{\partial t^2}; \quad (z > l; t > 0)$$

или

$$\frac{\partial^2 \sigma_{zz}(z, t)}{\partial z^2} = \rho \frac{\partial^2 \epsilon_{zz}(z, t)}{\partial t^2}. \quad (z > l; t > 0). \quad (15)$$

Находим решение задачи Коши (14), далее выражаем ϵ_{zz} через σ_{zz} и s_{zz} и подставляем в (15). В результате приходим к искомому уравнению динамической термовязкоупругости в виде

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 \sigma_{zz}}{\partial z^2} - \frac{1}{\nu_p^2} \frac{\partial^2 \sigma_{zz}}{\partial t^2} &= \frac{1+\nu}{1-\nu} \alpha_T \rho \frac{\partial^2 T}{\partial t^2} + \\ &+ \frac{m_1}{\nu_p^2 \tau_p} \frac{\partial^2}{\partial t^2} \int_0^t \exp[-(m_2 / 3\tau_p)(t - \tau)] \sigma_{zz}(z, \tau) d\tau + \\ &+ \frac{m_1 m_2}{\tau_p (1/\rho)} \frac{\partial^2}{\partial t^2} \int_0^t \exp[-(m_2 / 3\tau_p)(t - \tau)] \alpha_T [T(z, \tau) - T_0] d\tau, \quad z > l, t > 0. \end{aligned} \quad (16)$$

где $m_1 = \frac{2(1-2\nu)}{3(1-\nu)}$; $m_2 = \frac{1+\nu}{1-\nu}$; $v_p = \sqrt{\frac{2G(1-\nu)}{\rho(1-2\nu)}}$ – скорость распространения волны расширения в упругой среде, близкая к скорости звука. (17)

К уравнению (16) добавим краевые условия

$$\sigma_{zz}(z, t)|_{t=0} = 0; \quad \left. \frac{\partial \sigma_{zz}(z, t)}{\partial t} \right|_{t=0} = 0; \quad (z \geq l) \quad (18)$$

$$\sigma_{zz}(z, t)|_{z=l} = 0, t > 0, \quad (19)$$

$$|\sigma_{zz}(z, t)| < \infty, z \geq l, t \geq 0. \quad (20)$$

Температурная функция $T(z, t)$ удовлетворяет следующим условиям

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial T}{\partial t} &= a \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}, z > l, t > 0 \\ T(z, t)|_{t=0} &= T_0, z > l, \\ \left[\gamma_1 \frac{\partial T(z, t)}{\partial z} + \gamma_2 T(z, t) \right] \Big|_{z=l} &= \gamma_3 T_c, t > 0, \\ |T(z, t)| &< \infty, z \geq l, t \geq 0. \end{aligned} \right\}, \quad (21)$$

в зависимости от условий нагрева (охлаждения). В случае упругой среды время релаксации $\tau_p = \infty$ и (16) переходит в классическое уравнение динамической термоупругости [1]

$$\frac{\partial^2 \sigma_{zz}}{\partial z^2} - \frac{1}{v_p^2} \frac{\partial^2 \sigma_{zz}}{\partial t^2} = \frac{(1+\nu)}{(1-\nu)} \alpha_T \rho \frac{\partial^2 T}{\partial t^2}; \quad (z > l; t > 0), \quad (22)$$

$$\sigma_{zz}(z, t)|_{t=0} = 0; \quad \left. \frac{\partial \sigma_{zz}(z, t)}{\partial t} \right|_{t=0} = 0; \quad (z \geq l),$$

$$\sigma_{zz}(z, t)|_{z=l} = \sigma_{zz}(z, t)|_{z=\infty} = 0; \quad (t \geq 0).$$

Обобщая, таким образом, (22) на вязкоупругие среды.

Аналогичным образом можно рассмотреть среду Кельвина (11) и получить уравнение вида

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 \sigma_{zz}}{\partial z^2} &= \frac{1}{m_1 \tau_p v_p^2} \frac{\partial^2}{\partial t^2} \int_0^t \exp \left[-\frac{(t-\tau)}{m_1 \tau_p} \right] \sigma_{zz}(z, \tau) d\tau + \\ &+ \frac{m_2 \rho}{m_1 \tau_p} \frac{\partial^2}{\partial t^2} \int_0^t \exp \left[-\frac{(t-\tau)}{m_1 \tau_p} \right] \alpha_T [T(z, \tau) - T_0] d\tau, \end{aligned} \quad (23)$$

где m_1 и m_2 указаны в (17).

Для практического применения приведенных уравнений целесообразно перейти к безразмерным переменным:

$$\begin{aligned}\xi = z / l; \tau = at / l^2; v_0 = v_p l / a; \beta_1 = \frac{2(1-2v)(l^2 / a\tau_p)}{3(1-v)}; \beta_2 = \frac{(1+v)(l^2 / 3a\tau_p)}{(1-v)}; \\ S_T = \alpha_T \frac{2G(1+v)}{1-2v} ([S_T] = \frac{H}{m^2 \text{grad}}); \sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau) = \frac{\sigma_{zz}(z, t)}{S_T(T_c - T_0)}; W(\xi, \tau) = \frac{T(z, t) - T_0}{T_c - T_0}; \\ \beta_1^* = \frac{2(1-2v)(a\tau_p / l^2)}{3(1-v)}.\end{aligned}\quad (24)$$

Уравнения (16) и (23) приобретают более компактный вид:

среда Максвелла

$$v_0^2 \frac{\partial^2 \sigma_{\xi\xi}}{\partial \xi^2} - \frac{\partial^2 \sigma_{\xi\xi}}{\partial \tau^2} = \frac{\partial^2 W}{\partial \tau^2} + \beta_1 \frac{\partial^2}{\partial \tau^2} \int_0^\tau \exp[-\beta_1(\tau - \tau')] [\sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau') + W(\xi, \tau')] d\tau'; \quad (25)$$

среда Кельвина

$$v_0^2 \frac{\partial^2 \sigma_{\xi\xi}}{\partial \xi^2} = \frac{1}{\beta_1^*} \frac{\partial^2}{\partial \tau^2} \int_0^\tau \exp\left[-\frac{(\tau - \tau')}{\beta_1^*}\right] [\sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau') + W(\xi, \tau')] d\tau'. \quad (26)$$

Приведенные рассуждения в равной степени распространяются и на области с криволинейной границей, например, пространство, ограниченное изнутри цилиндрической или сферической поверхностью – случаи, имеющие большую практическую ценность [4]. Для такого рода областей уравнения совместности, вытекающие из (1)–(4), необходимо записать в перемещениях [3] и затем выразить искомые компоненты тензоров напряжений и деформаций через найденные перемещения, удовлетворяющих следующим векторным уравнениям для вязкоупругих сред в терминах динамической и квазистатической термовязкоупругости. Эти соотношения имеют вид:

для среды Максвелла

$$\begin{aligned}\text{grad}[\text{div}\bar{U}(M, t)] - \frac{1}{v_p^2} \frac{\partial^2 \bar{U}(M, t)}{\partial t^2} = \frac{1+v}{1-v} \alpha_T \text{grad}[T(M, t) - T_0] + \\ + \frac{2(1-2v)}{3(1-v)\tau_p} \int_0^t \exp\left[-\frac{(t-\tau)}{\tau_p}\right] \text{grad}[\text{div}\bar{U}(M, \tau)] d\tau;\end{aligned}\quad (27)$$

среда Кельвина

$$\begin{aligned}\text{grad}[\text{div}\bar{U}(M, t)] - \frac{1}{v_p^2} \frac{\partial^2 \bar{U}(M, t)}{\partial t^2} = \frac{1+v}{1-v} \alpha_T \text{grad}[T(M, t) - T_0] - \\ - \frac{2(1-2v)\tau_p}{(1-v)} \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \text{grad}[\text{div}\bar{U}(M, t)] \right\}.\end{aligned}\quad (28)$$

Следует подчеркнуть, что при выделении в (27)–(28) необходимой компоненты вектора перемещения в любой из трех координатных систем (декартовая, цилиндрическая, сферическая) необходимо приравнять соответствующие компоненты в векторной записи левой и правой частей. В этом случае выражения (27)–(28) могут быть легко расписаны в виде новых модельных представлений в теории теплового удара вязкоупругих тел.

УПРУГО-ВЯЗКОУПРУГАЯ АНАЛОГИЯ

Рассмотрим еще один весьма эффективный подход изучаемой проблемы – так называемую упруго-вязкоупругую аналогию. Алфрей впервые заметил, что анализ поведения вязкоупругих тел может быть сведен к рассмотрению эквивалентных упругих задач для несжимаемых материалов – упруго-вязкоупругая аналогия. Воспользовавшись операционным методом (преобразованием Лапласа) Ли распространил эту аналогию на случай, когда материал сжимаем. И, наконец, на случай температурных напряжений аналогия Алфрея была обобщена Хилтоном, а аналогия – Ли–Штернбергом [2]. В последнем случае было показано, что поведение вязкоупругих тел в условиях резких температурных и механических воздействий может быть сведено к рассмотрению чисто термоупругих задач в терминах квазистатических моделей, если в операционном решении (по Лапласу $\int_0^\infty \dots \exp(-st)dt$) термоупругой задачи заменить модуль сдвига G и коэффициент Пуассона ν их изображениями

$\bar{G}(s)$ и $\bar{\nu}(s)$, вид которых определяется линейными реологическими моделями Максвелла и Кельвина, а именно:

$$\bar{G}(s) = \frac{1}{2} \frac{\bar{Q}_1(s)}{\bar{P}_1(s)}, \quad \bar{\nu}(s) = \frac{\bar{K}(s) - 2\bar{G}(s)}{2[\bar{K}(s) + \bar{G}(s)]}, \quad \bar{K}(s) = \frac{\bar{Q}_2(s)}{\bar{P}_2(s)}, \quad (29)$$

$$\text{где } \bar{P}_1(s) = 1/\vartheta^* + S, \quad \bar{Q}_1(s) = 2GS, \quad \bar{P}_2(s) = \frac{1-2\nu}{2G(1+\nu)}, \quad \bar{Q}_2(s) = 1,$$

для среды Максвелла и

$$\bar{P}_1(s) = 1, \quad \bar{Q}_1(s) = 2GS, \quad \bar{P}_2(s) = \frac{1-2\nu}{2G(1+\nu)}, \quad \bar{Q}_2(s) = 1$$

для среды Кельвина. Теперь из (29) находим:

для среды Максвелла

$$\left. \begin{aligned} \bar{\nu}(s) &= \frac{1+\nu+3\nu s\vartheta^*}{2(1+\nu)+3\vartheta^*s} = \nu \frac{s+1/\vartheta_2^*}{s+2\nu/\vartheta_2^*}, \\ \bar{G}(s) &= G \frac{s}{s+1/\vartheta^*}, \quad \frac{1+\bar{\nu}(s)}{1-\bar{\nu}(s)} = \frac{1+\nu}{1-\nu} \cdot \frac{s+1/\vartheta^*}{s+1/\vartheta_1^*}, \\ \vartheta_1^* &= \frac{3(1-\nu)}{1+\nu} \vartheta^*, \quad \vartheta_2^* = \frac{3\nu}{1+\nu} \vartheta^*; \end{aligned} \right\} \quad (30)$$

для среды Кельвина

$$\left. \begin{aligned} \bar{v}(s) &= \frac{3v - (1 - 2v)\vartheta^* s}{3 + (1 - 2v)\vartheta^* s}, \quad \bar{G}(s) = G(1 + \vartheta^* s), \\ \frac{1 + \bar{v}(s)}{1 - \bar{v}(s)} &= \frac{1 + v}{1 - v} \cdot \frac{1}{1 + s\vartheta_1^*}, \quad \vartheta_1^* = \frac{2(1 - 2v)}{3(1 - v)}\vartheta^*. \end{aligned} \right\} \quad (31)$$

Здесь $\vartheta^* = \tau_p / (l^2 / a)$.

Приведенные соотношения касаются квазистатических процессов, однако, по мнению [6], допускается возможность отказаться от этого ограничения и применить указанный подход к динамическим исследованиям. Ниже как раз изучается такой случай, а именно термическая реакция вязкоупругого пространства $z > l$ при резком температурном нагреве его поверхности от температуры T_0 до температуры T_c . При этом в рамках одномерного движения, рассмотренного в (22), исходную динамическую задачу в координатах (ξ, τ) (24) следует записать в виде

$$v_0^2 \frac{\partial^2 \sigma_{\xi\xi}}{\partial \xi^2} - \frac{\partial^2 \sigma_{\xi\xi}}{\partial \tau^2} = \frac{2G(1 + v)}{(1 - 2v)} \frac{\partial^2 W}{\partial \tau^2}, \quad \xi > 1, \quad \tau > 0, \quad (32)$$

$$\sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau) \Big|_{\tau=0} = \frac{\partial \sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau)}{\partial \tau} \Big|_{\tau=0} = 0, \quad \xi \geq 1, \quad (33)$$

$$\sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau) \Big|_{\xi=1} = \sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau) \Big|_{\xi=\infty} = 0, \quad \tau \geq 0; \quad (34)$$

$$\frac{\partial W}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 W}{\partial \xi^2}, \quad \xi > 1, \quad \tau > 0, \quad (35)$$

$$W(\xi, \tau) \Big|_{\tau=0} = 0, \quad \xi \geq 1, \quad W(\xi, \tau) \Big|_{\xi=1} = 1, \quad \tau > 0, \quad |W| < \infty, \quad \xi \geq 1, \quad \tau \geq 0. \quad (36)$$

В (32)–(34) под $\sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau)$ следует понимать $\sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau) = \sigma_{zz}(z, t) / [\alpha_T(T_c - T_0)]$.

Операционное решение записанной задачи имеет вид:

$$\bar{\sigma}_{\xi\xi}(\xi, s) = \frac{2G(1 + v)}{(1 - 2v)(s - v_0^2)} \left\{ \exp[-(\xi - 1)s/v_0] - \exp[-(\xi - 1)\sqrt{s}] \right\}. \quad (37)$$

Решение упругой задачи (32)–(36) относительно $\sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau)$, указанного в (24), имеет вид:

$$\begin{aligned} \sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau) &= -(1/2) \left\{ \exp \left[v_0^2 \left(\tau - \frac{\xi - 1}{v_0} \right) \right] \Phi^* \left(\frac{\xi - 1}{2\sqrt{\tau}} - v_0 \sqrt{\tau} \right) \right\} + \\ &+ \exp \left[v_0^2 \left(\tau + \frac{\xi - 1}{v_0} \right) \right] \Phi^* \left(\frac{\xi - 1}{2\sqrt{\tau}} + v_0 \sqrt{\tau} \right) \} + \eta \left(\tau - \frac{\xi - 1}{v_0} \right) \exp \left[v_0^2 \left(\tau - \frac{\xi - 1}{v_0} \right) \right], \end{aligned} \quad (38)$$

где $\eta(z)$ — функция Хевисайда. Переходя к вязкоупругой области $\xi > 1$, $\tau > 0$, необходимо в изображении (37) заменить v и G на их изображения $\bar{v}(s)$ и $\bar{G}(s)$ по формулам (30)–(31). Вначале рассмотрим среду Максвелла (30).

Находим:

$$\bar{\sigma}_{\xi\xi}(\xi, s) = \frac{s + \omega_1 + \omega_2}{s^2 - (v_0^2 - \omega_1 - \omega_2)s - v_0^2 \omega_1} \times \\ \times \left\{ \exp \left[-\frac{(\xi - 1)s}{v_0} \sqrt{\frac{s + \omega_1 + \omega_2}{s + \omega_1}} \right] - \exp \left[-(\xi - 1)\sqrt{s} \right] \right\}, \quad (39)$$

где

$$\omega_1 = \frac{1 + v}{3(1 - v)\vartheta^*}; \omega_2 = \frac{2(1 - 2v)}{3(1 - v)\vartheta^*}; v_0^2 = \frac{2G(1 - v)}{\rho(1 - 2v)(a^2 / l^2)}. \quad (40)$$

Нахождение оригинала изображения (39) связано с длительными преобразованиями. Остановимся лишь на принципиальных моментах.

Ключевым вопросом в (39) является нахождение оригинала $\phi(\tau)$ по изображению

$$\bar{\phi}(p) = \exp \left[-\frac{(\xi - 1)}{v_0} s \right] \sqrt{\frac{s + \omega_1 + \omega_2}{s + \omega_1}}, \quad (41)$$

что представляет самостоятельный интерес для теории операционного исчисления. Вначале найдем оригинал изображения $\bar{F}(p) = (1/p)\bar{\phi}(p)$, применяя при вы-

числении интеграла Римана–Меллина $(1/2\pi i) \int_{\gamma - i\infty}^{\gamma + i\infty} \bar{F}(p) \exp(p\tau) dp$ контур, изобра-

женный на рис. 1. Это приводит к результату

$$F(\tau) = \eta \left(\tau - \frac{\xi - 1}{v_0} \right) \left\{ 1 - \frac{1}{\pi} \int_0^{\omega_2} \frac{\exp \left[-(x + \omega_1)\tau \right]}{x + \omega_1} \sin \left[\frac{\xi - 1}{v_0} (x + \omega_1) \sqrt{\frac{\omega_2 - x}{x}} \right] dx \right\}. \quad (42)$$

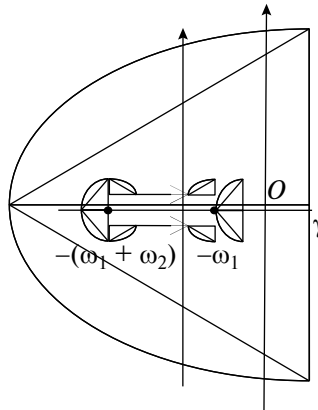


Рис. 1. Контур при нахождении оригинала изображения $\bar{F}(p)$.

Из (42) по правилу дифференцирования оригинала $\int_0^\tau \varphi(y) dy = F(\tau)$ находим искомый оригинал изображения (41):

$$\begin{aligned} \varphi(\tau) = & \delta\left(\tau - \frac{\xi - 1}{v_0}\right) \left\{ 1 - \frac{1}{\pi} \int_0^{\omega_2} \frac{\exp[-(x + \omega_1)\tau]}{x + \omega_1} \sin\left[\frac{\xi - 1}{v_0}(x + \omega_1)\sqrt{\frac{\omega_2 - x}{x}}\right] dx \right\} + \\ & + \eta\left(\tau - \frac{\xi - 1}{v_0}\right) \left\{ \frac{1}{\pi} \int_0^{\omega_2} \exp[-(x + \omega_1)\tau] \sin\left[\frac{\xi - 1}{v_0}(x + \omega_1)\sqrt{\frac{\omega_2 - x}{x}}\right] dx \right\}, \end{aligned} \quad (43)$$

где $\delta(z)$ — дельта — функция Дирака. Предэкспоненциальный множитель в (39) разлагается на сумму дробей

$$\left. \begin{aligned} \frac{s + \omega_1 + \omega_2}{s^2 - (v_0^2 - \omega_1 - \omega_2)s - v_0^2\omega_1} &= \sum_{i=1}^2 \bar{\Phi}_i(s) = \sum_{i=1}^2 \frac{A_i}{s - \gamma_i} \\ \gamma_i &= \frac{1}{2} \left[v_0^2 - \omega_1 - \omega_2 + (-1)^{i-1} \sqrt{(v_0^2 - \omega_1 - \omega_2)^2 - 4v_0^2\omega_1} \right]; \quad A_i = \frac{\gamma_1 + \omega_1 + \omega_2}{(-1)^{i-1}(\gamma_1 - \gamma_2)}. \end{aligned} \right\} \quad (44)$$

Таким образом, вся необходимая информация для записи оригинала выражения (39) получена. Находим:

$$\sigma_{\xi\xi}^{(1)}(\xi, \tau) = \sigma_{\xi\xi}^{(1)}(\xi, \tau) + \eta\left(\tau - \frac{\xi - 1}{v_0}\right) \sigma_{\xi\xi}^{(2)}(\xi, \tau), \quad (45)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\xi\xi}^{(1)}(\xi, \tau) = & - \left\{ (1/2) A_1 \sum_{i=1}^2 \exp\left[\gamma_i \tau + (-1)^i (\xi - 1) \sqrt{\gamma_i}\right] \Phi^*\left(\frac{\xi - 1}{2\sqrt{\tau}} + (-1)^i \sqrt{\gamma_i} \tau\right) - \right. \\ & \left. - \frac{A_2}{\sqrt{\pi\tau}} \int_0^\infty \exp\left[-\frac{(x + \xi - 1)^2}{4\tau}\right] \cos\sqrt{\gamma_2} x dx \right\}, \end{aligned} \quad (46)$$

$$\sigma_{\xi\xi}^{(2)}(\xi, \tau) = \int_0^\tau \varphi_1(\tau - \tau') \varphi(\tau') d\tau' + \int_0^\tau \varphi_2(\tau - \tau') \varphi(\tau') d\tau', \quad (47)$$

где $\Phi^*(z) = 1 - (2/\sqrt{\pi}) \int_0^z \exp(-y^2) dy$ — функция Крампа.

Рассмотрим теперь среду Кельвина. Соотношения (31) дают для этого случая:

$$\bar{v}(s) = (v_0^2 / \omega_1)(s + \omega_1), \quad \omega_1 = \frac{3(1 - \nu)}{2(1 - 2\nu)\vartheta^*}. \quad (48)$$

Переходя к оригиналам в изображении (39) с учетом (48), находим:

$$\sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau) = \exp(-\omega_1 \tau) \left\{ \int_0^\tau \psi_1(\tau') \psi_2(\tau - \tau') d\tau' - \int_0^\tau \psi_3(\tau') \psi_2(\tau - \tau') d\tau' \right\} + \psi_4(\tau), \quad (49)$$

где

$$\left. \begin{aligned} \psi_1(\tau) &= \frac{\gamma_3/\gamma_1}{\sqrt{\pi\tau}} \int_0^\infty \exp\left[-\frac{(x+\alpha)^2}{4\tau}\right] \cos\sqrt{\gamma_3} x dx; \quad \psi_2(\tau) = \frac{1}{\sqrt{\pi\tau}} \int_0^\infty \exp\left(-\frac{x^2}{4\tau}\right) I_0(2\sqrt{\alpha\omega_1} x) dx; \\ \psi_3(\tau) &= \begin{cases} \frac{\alpha/2\gamma_1}{\sqrt{\pi\tau^3}} \exp\left(-\frac{\alpha^2}{4\tau}\right), & \alpha > 0, \\ (1/\gamma_1) \delta(\tau), & \alpha = 0; \end{cases} \quad \psi_4(\tau) = \frac{1/\gamma_1}{\sqrt{\pi\tau}} \int_0^\infty \exp\left[-\frac{(x+\xi-1)^2}{4\tau}\right] \cos\sqrt{\gamma_2} x dx; \end{aligned} \right\} \quad (50)$$

$$\alpha = \frac{(\xi-1)\sqrt{\omega_1}}{\nu_0}; \quad \gamma_1 = \frac{\nu_0^2 - \omega_1}{\omega_1}; \quad \gamma_2 = \frac{\nu_0^2 \omega_1}{\nu_0^2 - \omega_1}; \quad \gamma_3 = \frac{\omega_1^2}{\nu_0^2 - \omega_1}.$$

На рис. 2 представлено изменение напряжения в сечении $\xi = 2$ со временем для вязкоупругой среды Кельвина (49) и упругой (38). В первом случае заметно влияние вязкости среды η в параметре $\omega_1 \sim G/\eta$ согласно (10) и (48). По мере уменьшения вязкости, то есть увеличения ω_1 , поведение кривых (38) и (49) качественно становится близким. Отличие в том, что для упругой среды вначале возникает составляющая напряжения сжатия за счет первого слагаемого в (38), затем в момент времени $\tau = (\xi - 1)/\nu_0$ к сечению $\xi = \text{const} > 1$ приходит волна напряжения за счет второго слагаемого в (38), напряжение скачкообразно возрастает, переходит в область положительных и затем быстро убывает до нуля, достигая квазистатических значений. Для вязкоупругой области (при температурном нагреве) напряжение плавно без скачка изменяется непрерывно, оставаясь вначале сжимающим и далее, по мере увеличения параметра ω_1 , переходит в область растягивающих, и далее также уменьшается до квазистатических значений. Различие в поведении обеих сред Максвелла и Кельвина отчетливо обнаруживается на поверхности области $\xi = 1$ для компонент $\sigma_{xx}(\xi, \tau) = \sigma_{yy}(\xi, \tau) = \sigma_{\xi\xi}(\xi, \tau)$ в условиях резкого охлаждения от температуры T_0 до температуры T_c ($T_0 > T_c$). При этом $W(\xi, \tau) = [T(z, t) - T_0]/(T_c - T_0)$ и $W(\xi, 0) = 0$, $\xi \geq 1$, $W(1, \tau) = -1$, $\tau > 0$. На рис. 3 приведены графики изменения $\sigma_{\xi\xi}(1, \tau)$ для трех сред: упругой и вязкоупругих Максвелла и Кельвина. Для среды Гука и для среды Максвелла напряжения при мгновенном охлаждении скачкообразно изменяются на величину $(1 - 2\nu)/(1 - \nu)$. В идеально упругом материале эти напряжения остаются неизменными, в среде Максвелла начинается вязкое течение, вследствие которого напряжение непрерывно убывает, асимптотически приближаясь к нулевому значению. В среде Кельвина, напротив, скачок напряжения при мгновенном охлаждении превышает соответствующее упругое значение, к которому это напряжение

в последующем приближается. Таким образом, в среде Максвелла тело реагирует на быстрое охлаждение как вполне упругое и затем разгружается с течением времени, тогда как в среде Кельвина имеет место явление запаздывания по сравнению с упругим телом, вызванное внутренним сопротивлением. В то же время кривые на рис. 2 и 3 наглядно показывают качественное отличие результатов модельных представлений теплового удара вязкоупругих тел в рамках динамической и квазистатической моделей.

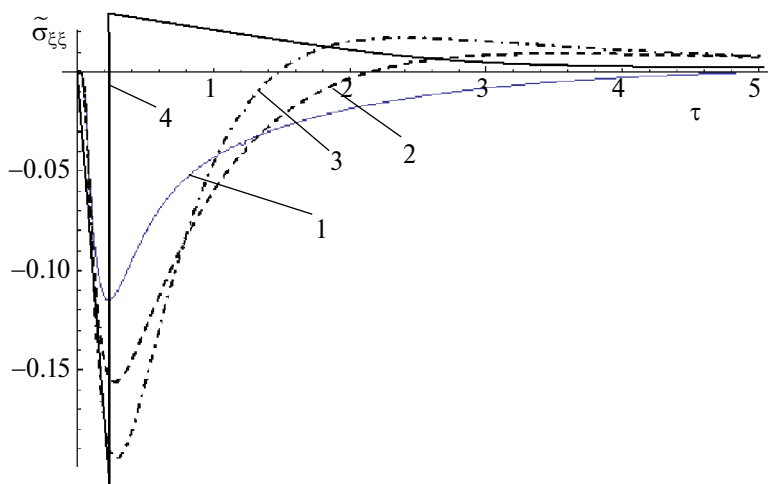


Рис. 2. Изменение напряжений в сечении $\xi = 2$; ($v_0^2 = 3$; $\nu = 0.25$) Вязкоупругое тело: 1 – $\omega_1 = 0.5$; 2 – $\omega_1 = 1.5$; 3 – $\omega_1 = 2.5$; 4 – упругое тело: нагрев.

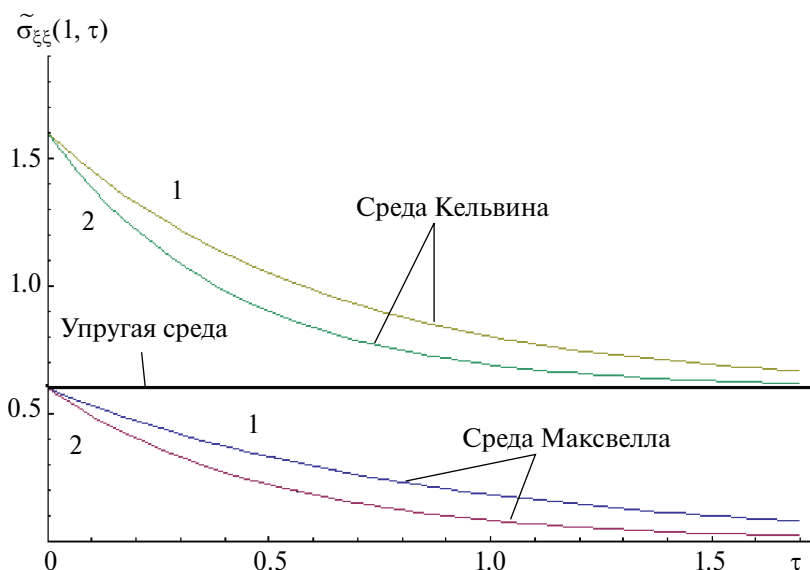


Рис. 3. Изменение напряжения на поверхности области ($v_0^2 = 3$; $\nu = 0.25$) 1 – $\omega_1 = 1$; 2 – $\omega_1 = 2$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развиты модельные представления для динамической и квазистатической термовязкоупругости для различных случаев теплового нагружения вязкоупругих сред (температурный нагрев, тепловой нагрев, нагрев средой; тепловые нагрузки импульсные, пульсирующие, периодические, непериодические, постоянные, переменные и т.д.) в декартовой, цилиндрической и сферической системах координат. Приведенные соотношения позволяют аналитически изучить многочисленные практические случаи термической реакции вязкоупругой области (тел канонической формы) в рамках линейных реологических моделей в терминах классической феноменологии Фурье о распространении теплоты в твердых телах. Дальнейшее развитие указанной проблемы состоит, вероятно, в переходе к локально-неравновесным процессам теплообмена [9] с использованием развитого для этих целей аналитического аппарата [4; 9; 10].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Карташов Э.М., Партон В.З.* Динамическая термоупругость и проблемы термического удара (Обзор) // Итоги науки и техники, серия Механика деформируемого твердого тела. М.: ВИНТИ. 1991, Т. 22, С. 55–127.
2. *Карташов Э.М., Кудинов В.А.* Аналитическая теория теплопроводности и прикладной термоупругости. М.: URSS, 2012, 970 с.
3. *Новацкий В.* Обзор работ по динамическим проблемам термоупругости // Механика (сб. переводов), 1966, № 6, С. 101–142.
4. *Карташов Э.М., Поляков С.В.* Обобщенные модельные представления теории теплового удара для локально-неравновесных процессов теплообмена. М.: ИПМ им. М.В. Келдыша, 2022, препринт № 100, 28 с.
5. *Боли Б., Уэйнер Дж.* Теория температурных напряжений. М.: Мир, 1964, 517 с.
6. *Паркус Г.* Неустановившиеся температурные напряжения. М.: Физ-мат. литер., 1963, 252 с.
7. *Карташов Э.М.* Аналитические методы в теории теплопроводности твердых тел. М.: Высшая школа, 2001, 540 с.
8. *Зарубин В.С., Кувыркин Г.Н.* Математические методы термомеханики. М.: Физматлит, 2002, 168 с.
9. *Хрычев Д.А.* Свойства определителя Вронского системы решений линейного однородного уравнения: случай, когда число решений меньше порядка уравнений // Российский технологический журнал, 2023, 11(6), С. 68–75.
10. *Карташов Э.М.* Развитие обобщенных модельных представлений теплового удара для локально-неравновесных процессов переноса теплоты // Российский технологический журнал, 2023, № 11(3), С. 70–85.

Model Representations of the Theory of Thermal Shock of Viscoelastic Bodies

E. M. Kartashov^{a, b, *}, S. S. Krylov^b

^a*MIREA – Russian Technological University, Moscow, Russia*

^b*Federal State Budgetary Educational Institution Moscow Aviation Institute
(National Research University) Moscow, Russia*

**e-mail: professor.kartashov@gmail.com*

Model representations of the theory of thermal shock of viscoelastic bodies based on two different approaches are considered. In the first approach, based on the introduction of stress and strain deviators using linear rheological models of Maxwell and Kelvin, new integral and differential relations are proposed, including simultaneously dynamic and quasi-static models for viscoelastic and elastic media, generalizing the results of previous studies. The proposed constitutive relations of the new form are applicable to describe the thermal response of bodies of canonical shape, limited by the boundaries of a rectilinear shape in Cartesian coordinates and are extended to the case of curvilinear boundaries in cylindrical and spherical coordinates. The second approach describes an elastic-viscoelastic analogy, which consists in the fact that the original problem of temperature stresses of a viscoelastic body can be reduced to the equivalent problem of thermoelasticity by replacing the shear modulus and Poisson's ratio in the operational (according to Laplace) solution of the thermoelastic problem with their images as in the model Maxwell and in the Kelvin model. It is shown that after performing the inverse transformation, an analytical solution to the problem for a thermoviscoelastic medium is found. An illustrative example is given and the differences in the thermal response to sudden heating of an elastic and viscoelastic medium are analyzed.

Keywords: heat stroke, thermoelasticity, viscoelastic bodies, rheological models

УДК 628.524

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕПРОЕКТНЫХ БУРЫХ УГЛЕЙ НА ИХ ПРИГОДНОСТЬ ДЛЯ СЖИГАНИЯ В ТОПКЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОТЛА

© 2024 г. С. Л. Чернов^{1, *}, В. Б. Прохоров^{1, **}, В. Д. Апаров^{1, ***}, А. В. Пай^{1, ****}

¹Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования “Национальный исследовательский университет “МЭИ”, Россия, Москва,

*e-mail: ChernovSL@mpei.ru

**e-mail: ProkhorovVB@mpei.ru

***e-mail: AparovVD@mpei.ru

****e-mail: PaiAV@mpei.ru

Поступила в редакцию 17.07.2024 г.

После доработки 08.11.2024 г.

Принята к публикации 11.11.2024 г.

Возможность сжигания различных бурых углей (БУ) в топке котла БКЗ-420-140-6 исследовалась с помощью численного моделирования в программе ANSYS Fluent. Для проверки составленной численной модели сжигания твердого топлива предварительно проведена ее валидация, применительно к сжиганию БУ определенного состава путем сравнения результатов расчетов с данными, полученными при режимно-наладочных испытаниях реального котла.

Был разработан способ усреднения характеристик угля и получены зависимости, определяющие состав угля на основании анализа состава 14 типов углей в диапазоне значений низшей теплоты сгорания Q_H^p от 7.5 до 16 МДж/кг. По полученным зависимостям для 4-х значений Q_H^p определен теоретический усредненный состав (ТУС) углей. Для одного из ТУС на 10% в большую и меньшую стороны варьировалась влажность.

В качестве показателей эффективности работы топочной камеры котла, приняты температура газов на выходе из топочной камеры, механический недожог и концентрация оксидов азота в дымовых газах. Результаты численного моделирования показывают, что при теплотворной способности топлива $Q_H^p \leq 10$ МДж/кг механический недожог q_4 превышает допустимые нормативы. Наибольшая концентрация оксидов азота на уровне 800–900 мг/м³ наблюдается для бурых углей с высокой Q_H^p и наибольшим содержанием углерода. Также показано, что применение прямоточных горелок с организацией ступенчатого сжигания топлива позволяет в 3.25 раза снизить образование оксидов азота в топке по сравнению с исходной схемой сжигания с использованием существующих вихревых горелочных устройств. Влияние низшей теплоты сгорания топлива на температуру газов на выходе из топочной камеры в диапазоне Q_H^p от 11.75 до 16.45 МДж/кг незначительное. Повышение влажности топлива сказывается на температуре газов на выходе из топочной камеры и на механическом недожоге только при значении более примерно 45%. В целом исследования показали, что рассматриваемая топка позволяет сжигать различные бурые угли при изменении

физико-химического состава и теплотехнических характеристик в широких пределах.

Ключевые слова: топка котла, бурый уголь, непроектное топливо, математическое моделирование, теплотехнические характеристики, усредненный состав углей, механический недожог, оксиды азота

DOI: 10.31857/S0002331024050067

ВВЕДЕНИЕ

Энергетические топлива обладают различными характеристиками, такими как теплота сгорания, зольность, влажность, выход летучих и другие, которые напрямую оказывают влияние на процессы горения и эффективность работы топочных устройств. Существующие энергетические котлы изначально проектировались заводами-изготовителями без уточнения возможных диапазонов изменения основных характеристик проектных топлив. В то же время запасы углей конкретных месторождений уменьшаются, месторождения вырабатываются, характеристики топлив меняются, что обуславливает необходимость перевода котлов на непроектные виды топлив. В связи с этим возникают такие проблемы, как шлакование поверхностей нагрева котла, неустойчивость горения непроектного топлива, повышенные выбросы оксидов азота в атмосферу, абразивный износ конвективной части котла, снижение экономических показателей и надежности работы оборудования.

По итогам работы [1] было определено, что использование непроектного угля при изменении топливного режима ТЭС без необходимости проведения опытного сжигания и реконструкции (модернизации) оборудования технически возможно, если теплотехнические показатели не выходят за предварительно определяемые пределы.

Как отмечалось выше, причина перехода на непроектное альтернативное топливо, может быть вызвана выработкой бассейна. Например, в работе [2] необходимость поиска нового топлива была обусловлена ухудшением свойств Челябинского БУ, низшая теплота сгорания которого Q_n^p снизилась с 15,0–15,9 МДж/кг до 10,25 МДж/кг, зольность A^p и влажность W^p возросли с 30 до 50% и с 13–16% до 18–26% соответственно. Изменение теплотехнических свойств привело к обрывам факела, образованию золыстых отложений, снижению выработки пара, увеличению выброса загрязняющих веществ. В результате в качестве альтернативного угля был выбран Красноярский бурый уголь. Авторы [3] отмечают, что при переходе с Подмосковского на угли Канско-Ачинского бассейна, повысились технико-экономические показатели станции, но возросла сложность эксплуатации оборудования.

В работе [4] представлена численная модель для изучения характеристики горения и работы котла. Валидация результатов численного моделирования проводилась по сравнению с результатами, полученными на огневом стенде и промышленном котле. Авторы [5] делают следующий вывод – следует избегать долю смешивания каменного и бурого угля равной 25% по теплоте сгорания БУ при переводе топки котла на сжигание смеси. В работе [6] используется численное моделирование динамики потока для предсказания горения смесей углей с различными физико-химическими характеристиками. В исследовании [7] показано, что скорость роста отложений является наиболее показательным критерием, чем другие измерения. В [8] показано, что увеличение влажности угля вызывает повышение степени образования NOx за счет того, что влага затрудняет подвод кислорода в зону горения. Эксперимент проводился на опытной топке с одной горелкой.

МЕТОДИКА УСРЕДНЕНИЯ СОСТАВА БУРЫХ УГЛЕЙ ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ГОРЕНИЯ

Для анализа влияния теплотехнических характеристик углей на эффективность работы топки котла были выбраны наиболее перспективные БУ для использования в энергетических котлах России, сведенные в табл. 1 по данным [9] во всем диапазоне значений низшей теплоты сгорания Q_H^p от 7.45 МДж/кг до 16.16 МДж/кг по мере ее убывания. На рис. 1–3 приведены линейные зависимости Q_H^p соответственно от содержания углерода C , от суммы рабочей зольности и влажности $A^p + W^p$ и от выхода летучих на горючую массу, V^{daf} . Зависимости Q_H^p от C^p и от $A^p + W^p$ достаточно хорошо ложатся на линейную зависимость (рис. 1 и 2). На рис. 1 получена линейная зависимость низшей теплоты сгорания от содержания углерода, что характерно для твердых видов топлив, где углерод преобладает по сравнению с другими горючими компонентами. Известно, что для БУ можно достаточно точно принять, что сумма рабочей зольности и влажности есть величина постоянная, то есть с ростом влажности зольность падает и наоборот. При этом теплота сгорания БУ значительно не изменяется.

В вышеуказанном диапазоне были выбраны 4 значения Q_H^p 7.5 МДж/кг; 9.625 МДж/кг; 11.75 МДж/кг и 16 МДж/кг, для которых определялся теоретический усредненный состав (ТУС) углей, получивших названия № Б1, № Б2, № Б3 и № Б4. Б1 и Б2 это наибольшее и наименьшее значения, а Б3 и Б4 промежуточные значения выбранного диапазона. ТУС углей определялся по следующему алгоритму, состоящему из формул (1.1)–(1.10):

Таблица 1. Состав, принятых в расчетах марок БУ

Бассейн, месторождение	Q_H^p , МДж/кг	W^p , %	A^p , %	C^p , %	O^p , %	S^p , %	H^p , %	N^p , %	V^{daf} , %
Кызыл-Кия (ЗБ)	16.16	28	13	45.4	9.5	0.8	2.4	0.5	35
Азейское (ЗБ)	15.99	25	16.5	42.7	11.3	0.5	3.1	0.9	48
Березовское (2Б)	15.66	33	4.7	44.2	14.4	0.2	3.1	0.4	48
Ирша-Бородинское (2Б)	15.28	33	7.4	42.6	13.2	0.2	3	0.6	47
Гусиноозерское (ЗБ)	14.32	26	18.5	39.4	12.3	0.4	2.8	0.6	43
Назаровское (2Б)	12.85	39	7.9	37.2	12.5	0.4	2.5	0.5	47
Итатское (1Б)	12.81	40.5	6.8	36.6	12.7	0.4	2.6	0.4	48
Челябинский бассейн (ЗБ)	12.56	17	35.7	33.6	9.5	0.8	2.5	0.9	44
Райчихинское (2Б)	11.72	37	13.9	34.9	11.3	0.3	2.1	0.5	43
Харанорское (1Б)	11.39	40	13.2	33.5	10.3	0.3	2.2	0.5	44
Артемовское (ЗБ)	11.14	23	33.1	29.4	11.1	0.3	2.5	0.6	50
Подмосковный бассейн (2Б)	8.67	32.1	30.6	24.3	8.2	1.6	1.9	0.4	48
Бабаевское (1Б)	8.1	56	10.1	23.2	7.5	0.9	2.1	0.2	65
Тульганское (1Б)	7.45	52	14.4	22.2	8.6	0.4	2.1	0.2	65.5

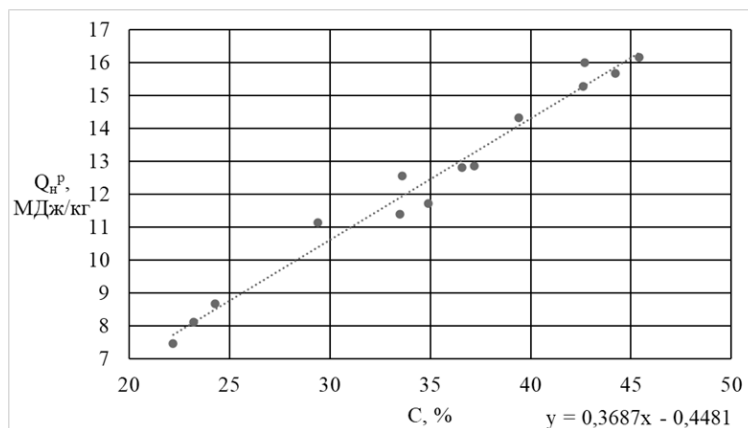


Рис. 1. Зависимость низшей теплоты сгорания от содержания углерода в БУ.

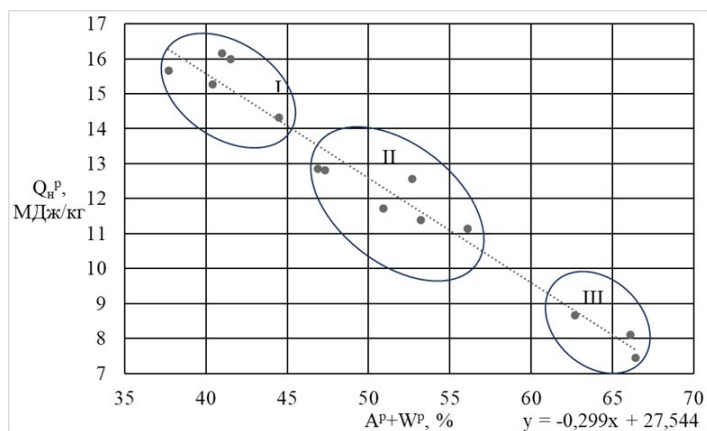


Рис. 2. Зависимость низшей теплоты сгорания от зольности и влажности в БУ.

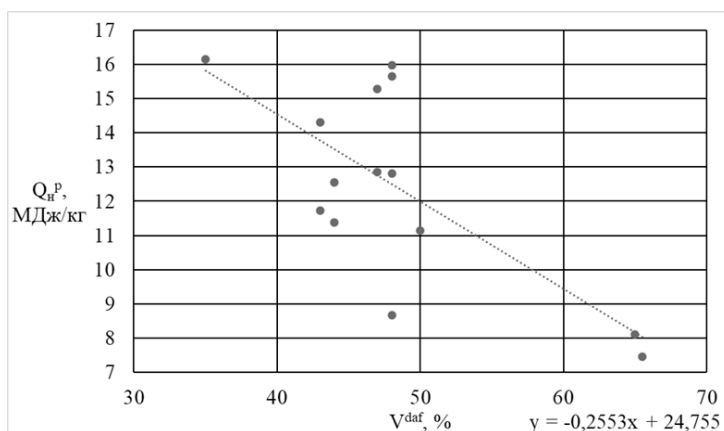


Рис. 3. Зависимость низшей теплоты сгорания от выхода летучих в БУ.

1. Определяется содержание углерода по формуле линии тренда (рис. 1):

$$Q_H^p = 0,3687 \cdot C^p - 0,4481, \quad (1.1)$$

$$C = \frac{Q_H^p + 0,4481}{0,3687}. \quad (1.2)$$

2. Сумма $A^p + W^p$ определяется из формулы линии тренда (рис. 2):

$$Q_H^p = -0,299 \cdot (A^p + W^p) + 27,544, \quad (1.3)$$

$$(A^p + W^p) = \frac{Q_H^p - 27,544}{-0,299}. \quad (1.4)$$

3. Значения для влажности W определяется по среднему значению для групп углей, указанных на рис. 2 (обведенные зоны).

4. Зольность угля определяется из выражения:

$$A = (A^p + W^p) - W. \quad (1.5)$$

5. Содержание кислорода O^p и серы S^p находятся по их средним значениям для принятых в расчетах БУ.

6. Значение содержания водорода определяется из формулы Менделеева:

$$Q_H^p = 0,339 \cdot C^p + 1,025 \cdot H^p + 0,109 \cdot S^p - 0,109 \cdot O^p - 0,025 \cdot W^p, \quad (1.6)$$

$$H^p = \frac{Q_H^p - 0,339 \cdot C^p - 0,109 \cdot S^p + 0,109 \cdot O^p + 0,025 \cdot W^p}{1,025}. \quad (1.7)$$

7. Содержание азота N^p определяется по формуле:

$$N^p = 100 - C^p - N^p - A^p - W^p - H^p - O^p - S^p. \quad (1.8)$$

8. Выход летучих V^{daf} рассчитывается из оценочного уравнения линии тренда (рис. 3) и уточняется в процессе расчета конкретного топлива:

$$Q_H^p = -0,2553 \cdot V^{daf} + 24,755, \quad (1.9)$$

$$V^{daf} = \frac{Q_H^p - 24,755}{-0,2553}. \quad (1.10)$$

Полученные значения ТУС углей сведены в табл. 2. Помимо этого в табл. 2 приведены составы углей № БЗ+10% W^p и № БЗ–10% W^p , отличающихся от угля № БЗ содержанием влажности и зольности на 10%, при постоянной их сумме, а также состав угля № Б5 – реального угля, использованного для проведения валидации численной модели. Изменение влажности угля производится для определения влияния данного параметра на параметры топочного процесса. Зависимости низшей теплоты сгорания от содержания кислорода, серы и азота на рабочую массу топлива носят

Таблица 2. Осредненный состав БУ

Вариант	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \frac{\text{МДж}}{\text{кг}}$	$A^{\text{р}+} + W^{\text{р}}, \%$	$W^{\text{р}}, \%$	$A^{\text{р}}, \%$	$C^{\text{р}}, \%$	$O^{\text{р}}, \%$	$S^{\text{р}}, \%$	$H^{\text{р}}, \%$	$N^{\text{р}}, \%$	$V^{\text{daf}}, \%$
№ Б1	7.5	67.04	55.75	11.28	21.56	8.31	0.41	2.39	0.31	58.01
№ Б2	9.625	59.93	43.93	16.00	27.32	9.66	0.39	2.41	0.29	53.81
№ Б3+10%W	11.75	52.82	42.11	10.71	33.08	11.01	0.37	2.44	0.28	49.61
№ Б3	11.75	52.82	32.11	20.71	33.08	11.01	0.37	2.44	0.28	49.61
№ Б3-10%W	11.75	52.82	22.11	30.71	33.08	11.01	0.37	2.44	0.28	49.61
№ Б4	16	39.67	29.17	10.50	44.61	11.61	0.50	2.75	0.87	41.21
№ Б5 (Иркутск)	16.446	40.9	27	13.9	43.5	10.69	0.74	3.27	0.9	47.3

неупорядоченный характер. Определение содержания кислорода и серы осуществлялось по средним значениям. Содержание азота определялось по остатку.

ВАЛИДАЦИЯ СОСТАВЛЕННОЙ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ГОРЕНИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА НА КОТЛЕ БКЗ-420-140-6

В работе был выбран котел БКЗ-420-140, как наиболее распространенный на докритических параметрах (ДКД). Для проверки составленной численной модели сжигания твердого топлива было проведено численное моделирование сжигания бурого угля в топке котла БКЗ-420-140-6 путем сравнения результатов численного моделирования с результатами, полученными при эксплуатации данного котла. Данный котел изначально рассчитан на сжигание Азейского бурого угля (№ Б5, табл. 2).

Котел имеет открытую призматическую топочную камеру с восемью вихревыми горелками, расположенными в два яруса на фронтальной стене топки. На рис. 4 приведена расчетная схема топочной камеры по двум разрезам. В расчетной 3D модели в месте ввода потока из горелок установлены плоскости, соответствующие каналам горелок для уменьшения количества элементов расчетной сетки и снижения времени расчета. При этом параметры входа потока на плоскости задаются в цилиндрических координатах с указанием центра горелки, а также осевой, радиальной и нормальной составляющей скорости. Выход из модели ограничен по высоте на уровне вершины аэродинамического выступа для уменьшения количества расчетных ячеек в сетке. Данное допущение не должно повлиять на результаты численного моделирования, так как основные процессы горения и образования оксидов азота происходят в нижней части топки.

Для проведения численного моделирования был выбран хорошо зарекомендовавший себя в решении подобного рода задач комплекс вычислительной гидродинамики ANSYS Fluent. Для построения расчетной сетки применялась неструктурированная расчетная сетка, состоящая из тетраэдров, построенная в ANSYS ICEM. По стенам сетки выполнены призматические элементы для лучшего моделирования

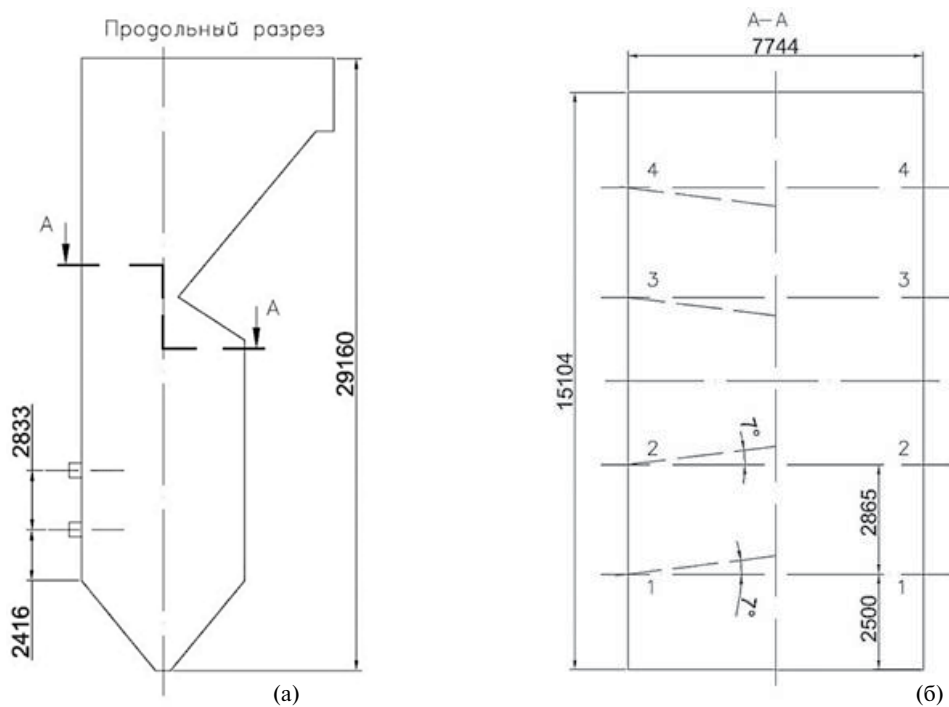


Рис. 4. Схема топочной камеры котла БКЗ-420-140-6: а) продольный разрез; б) разрез по А-А; 1-1, 2-2, 3-3, 4-4 — оси расположения вертикальных плоскостей для визуализации.

пограничного слоя. Для моделирования турбулентности применялся подход Reynolds Averaged Navier–Stokes (RANS, осредненные по Рейнольдсу уравнения Навье–Стокса) с использованием k - ϵ модели турбулентности и пристеночных функций. Теплообмен моделировался с использованием уравнения энергии Energy, лучистый теплообмен — модели Discrete Ordinates (DO). Движение частиц твердого топлива в газовой фазе моделировалось подходом Эйлера–Лагранжа (Discrete Phase Model); фракционный состав задавался при помощи уравнения Розина–Раммлера. Для моделирования выхода летучих применялась модель Single Kinetic Rate, для горения применялась модель Species Transport в совокупности с моделью ограничения кинетической/диффузной скорости (Kinetics/Diffusion Limited Rate). Моделирование образования оксидов азота (применялись модели для топливных, термических и быстрых оксидов азота) проводилось после получения установившегося решения горения с применением модели DO. Входы в каналы горелочных устройств задавались с помощью типа граничного условия mass-flow inlet с указанием направления потока, его температуры и состава смеси. Выход из модели задавался с помощью типа граничного условия outlet. Для топочных экранов использовался тип граничного условия wall с заданием температуры и коэффициента тепловой эффективности.

Решение проводилось до достижения невязками значений ниже 10^{-3} , для уравнений энергии и излучения — ниже 10^{-6} и получения удовлетворительных значений небалансов на входе и выходе из модели по массе и энергии, а также получения постоянных значений контрольных величин в зависимости от итераций (температура на выходе из топки, концентрация кислорода на выходе из топки, выгорание

коковых частиц в модели, массовый расход газовой фазы на выходе из модели). Подробно методика расчета численной модели описана в [10].

Уточнение составленной численной модели сжигания бурого угля в топке БКЗ-420-140 проводилось путем сравнения результатов численного моделирования с данными по эксплуатации котла (концентрация оксидов азота NO_x в дымовых газах, потери теплоты с механическим недожогом топлива q_4), а также с расчетными данными (температура дымовых газов на выходе из модели на уровне вершины аэродинамического выступа).

В качестве топлива для проведения моделирования принят бурый уголь с низшей теплотой сгорания на рабочую массу топлива равной 16 446 кДж/кг, влажностью и зольностью на рабочую массу равными 27.00% и 13.90% соответственно, выходом летучих 43.7% [№ Б5, табл. 2].

Необходимые исходные данные (расход топлива, расход и температура первичного и вторичного воздуха и т. д.) приняты на основании данных режимно-наладочных испытаний котла ст. № 4 Ново-Иркутской ТЭЦ, выполненных специализированной организацией в 2022 году. Эти данные использовались как при численном моделировании, так и в расчетах теплового баланса котла, теплообмена в топке и системы пылеприготовления по стандартным методикам.

Сравнение результатов испытаний котла и численного моделирования в программе ANSYS FLUENT проводилось по трем конечным параметрам, характеризующих экономичность, надежность и экологичность работы топочной камеры: потери от механического недожога q_4 , температуру газов на выходе из топки t'_g , концентрацию оксидов азота в дымовых газах C_{NO_x} . В результате численного моделирования получено: q_4 составили 0.23% (по данным испытаний – 0.20%, абсолютная разница – 0.03%), t'_g составила 1216°C (по данным позонного расчета топки – 1211°C, относительная разница 0.4%), C_{NO_x} , приведенная к нормальным условиям и коэффициенту избытка воздуха $\alpha = 1.4$ составила 888 мг/м³ (по данным испытаний – 869 мг/м³, относительная разница – 2.2%). Разработанная численная модель горения твердого топлива в топке котла БКЗ-420-140 успешно прошла валидацию по всем трем параметрам.

ВЛИЯНИЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРЫХ УГЛЕЙ (БУ) НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ТОПОК КОТЛОВ

В качестве основных показателей эффективности работы топочной камеры котла, как и при валидации численной модели, приняты: температура газов на выходе из топочной камеры t''_g , °C; механический недожог q_4 , %; концентрация оксидов азота в дымовых газах C_{NO_x} , мг/м³.

Температура газов на выходе из топочной камеры определяет соотношение доли радиационного и конвективного теплообмена в котле и вероятность шлакования плотных радиационно-конвективных поверхностей нагрева, расположенных на выходе из топочной камеры, т.е. надежность работы топки. Механический недожог характеризует величину тепловых потерь с недогоревшими коксовыми частицами, процессы горения и полноту выгорания топлива, т.е. экономичность сжигания угля. Оксиды азота являются загрязняющим веществом и связаны с экологичностью процессов горения. В качестве способа снижения выбросов применяется режимный метод, при котором минимизируется образование оксидов азота в процессе горения топлив при оптимизации необходимых затрат.

Для ТУС углей, представленных в табл. 2, выполнено численное моделирование процессов сжигания топлив, результаты которого сведены в табл. 3 и представлены на рис. 5а, б, в. Численное моделирование процесса горения угля № Б1 показало, что в рассматриваемой топке данный уголь практически не горит, и поэтому на рис. 5 точки, характеризующие горение этого угля, отсутствуют. Остальные точки, начиная с угля № Б2, нанесены на графики рис. 5. Численное моделирование сжигания реального угля № Б5 (Иркутск) проведено для существующей схемы сжигания с вихревыми горелками, а также для разработанной схемы с прямоточными горелками и соплами что отражено в табл. 3. Подробное описание схемы сжигания с прямоточными горелками не является предметом настоящей статьи и будет рассмотрено отдельно.

Таблица 3. Результаты численного моделирования горения БУ

Вариант	Температура газов на выходе из модели, °С	Механический недожог, %	Концентрация оксидов азота в дымовых газах, мг/нм ³
№ Б1	не горит	не горит	не горит
№ Б2	873	16.2	220
№ Б3+10%W	1178	0.64	426
№ Б3	1181	0.26	411
№ Б3-10%W	1186	0.22	398
№ Б4	1226	0.41	824
№ Б5 (вихревые горелки)	1216	0.23	888
№ Б5 (прямоточная схема)	1176	0.69	273

Наивысшим механическим недожогом 16.2% обладает бурый уголь с составом № Б2 (рис. 5б), тогда как для остальных вариантов механический недожог составляет менее 1%. Этот уголь характеризуется низкой Q_H^P , которая в свою очередь является следствием высокой влажности (табл. 2). Сжигать этот уголь в рассматриваемой топке не представляется возможным без кардинальной реконструкции системы пылеприготовления на полуразомкнутую или разомкнутую, что не является предметом рассмотрения настоящей статьи.

Наибольшая концентрация оксидов азота наблюдается у вариантов № Б4 и № Б5 (Иркутск) (рис. 5в), что объясняется высоким содержанием углерода в угле C^P и соответственно наивысшей среди рассматриваемых углей теплотой сгорания Q_H^P . Для вариантов № Б2–№ Б5 (Иркутск) для схемы сжигания с вихревыми горелками с увеличением низшей теплоты сгорания растет концентрация оксидов азота в дымовых газах. Минимальное значение наблюдается для варианта № Б2 с низшей теплотой сгорания 9.63 МДж/кг – 220 мг/нм³, максимальное для варианта № Б5 (Иркутск) с низшей теплотой сгорания 16.45 МДж/кг – 888 мг/нм. Применение прямоточных горелок позволяет в 3.25 раза снизить образование оксидов азота в топке при вполне приемлемом увеличении механического недожога топлива.

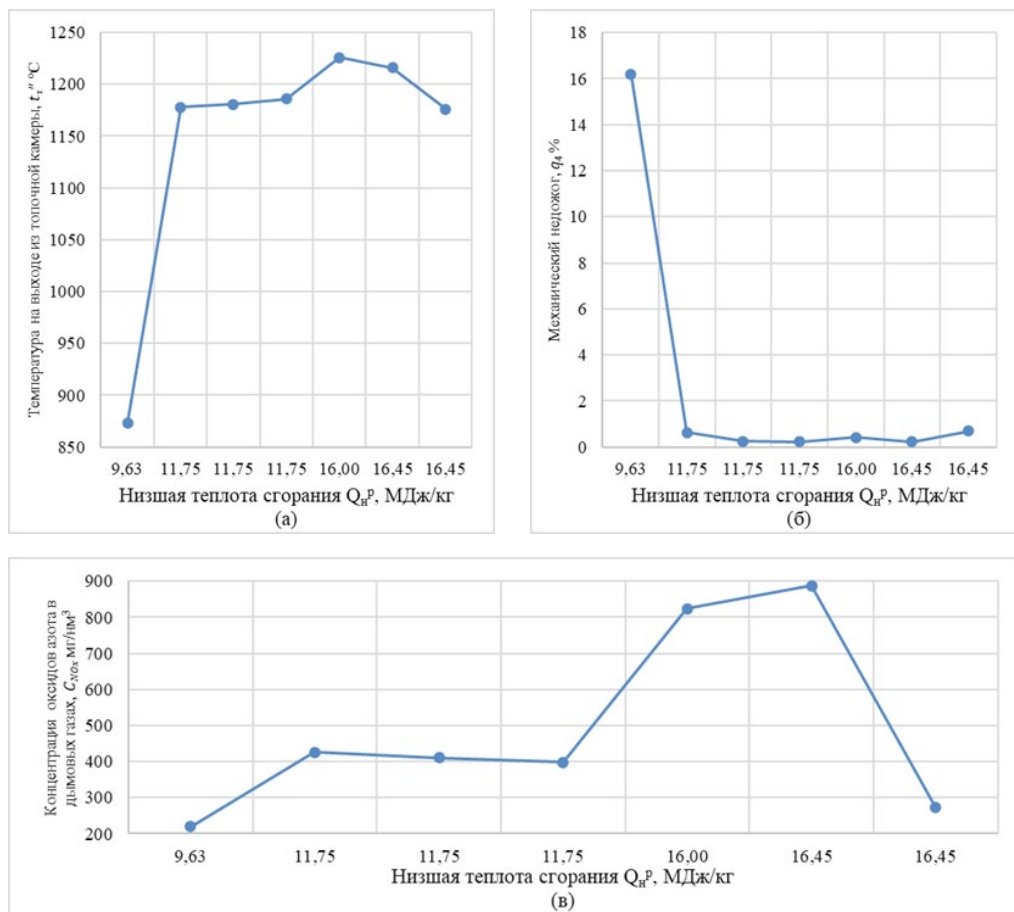


Рис. 5. Влияние низшей теплоты сгорания БУ на эффективность работы топочной камеры (а) t'' , (б) q_4 , (в) C_{NOx} .

Из полученных результатов (рис. 5а) видно, что влияние низшей теплоты сгорания топлива на температуру газов на выходе из топочной камеры в диапазоне $Q_{н}^p$ от 11,75 МДж/кг до 16,45 МДж/кг незначительное. Резкое падение температуры в 1,35 раза при увеличении механического недожога более чем в 25 раз наблюдается для варианта № Б2 с низшей теплотой сгорания менее 10 МДж/кг.

По результатам расчетов проведен анализ влияния различных характеристик топлив на 3 принятых параметра эффективности сжигания топлива. Влияние повышения влажности на температуру газов на выходе из топочной камеры и механический недожог незначительное. Только увеличение влажности примерно выше 45% (уголь № Б2) сопровождается резким падением температуры и увеличением величины механического недожога. Следует подчеркнуть, что при этом решающим фактором может быть снижение низшей теплоты сгорания топлива, которая равна 9,625 МДж/кг. Что касается влияния влажности угля на образование оксидов азота, то явной зависимости не выявлено. Главным фактором с этой точки зрения является организация процесса горения топлива и выбор горелочных устройств.

Зависимости влияния зольности БУ на эффективность работы топочной камеры аналогичны влиянию влажности угля. Это подтверждает, что главным фактором, непосредственно влияющим на низкую эффективность горения угля № Б2 является его низкая теплота сгорания. Содержание углерода влияет аналогично низшей теплоте сгорания угля ввиду их линейной зависимости между собой.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ШЛАКОВАНИЯ ТОПОЧНЫХ ЭКРАНОВ

Для всех рассматриваемых ТУС БУ определена температура начала деформации золы t_A (табл. 4), на основании которой проведено численное моделирование возможности шлакования экранов топочной камеры. Условием шлакования в данной работе принято условие контакта частицы со стенкой при температуре частицы большей или равной температуре t_A . При анализе результатов моделирования учтено, что при опробовании разработанной математической модели шлакования на реальном котле (условия закрепления частицы на поверхности нагрева те же), при интенсивности шлакования равной $0.015 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ формирования отложений на поверхностях нагрева топочной камеры не наблюдалось [10].

Результаты численного моделирования возможности шлакования топочных экранов при сжигании ТУС БУ представлены в табл. 4. Видно, что превышение порогового значения интенсивности шлакования $0.015 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ наблюдается только в случае сжигания № Б3-10% W^p (максимальная интенсивность шлакования равна $0.0164 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$) (картина интенсивности роста отложений для этого случая приведена на рис. 6). Таким образом, можно сделать вывод, что при сжигании ТУС БУ в топке котла БКЗ-420-140-6 вероятность шлакования возникает только для одного угля из рассмотренных.

Таблица 4. Температура начала деформации золовых частиц для рассматриваемых бурых углей и максимальная интенсивность шлакования

Бурый уголь	Температура начала деформации золовых частиц t_A , °C	Максимальная интенсивность шлакования, $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$
№ Б2	1230	0.0144
№ Б3+10% W^p	1198	0.0049
№ Б3	1198	0.0065
№ Б3-10% W^p	1198	0.0164
№ Б4	1190	0.0032

Из табл. 4 видно, что отсутствует прямая связь между температурой начала деформации золы t_A и максимальной интенсивностью шлакования топочных экранов. Поэтому оценка шлакования того или иного топлива в каждом случае должна проводиться с учетом других его характеристик помимо температуры начала деформации золы t_A , а также с учетом аэродинамических особенностей схемы сжигания. Методика оценки возможности применения того или иного угля по индексу шлакования приведена в [11].

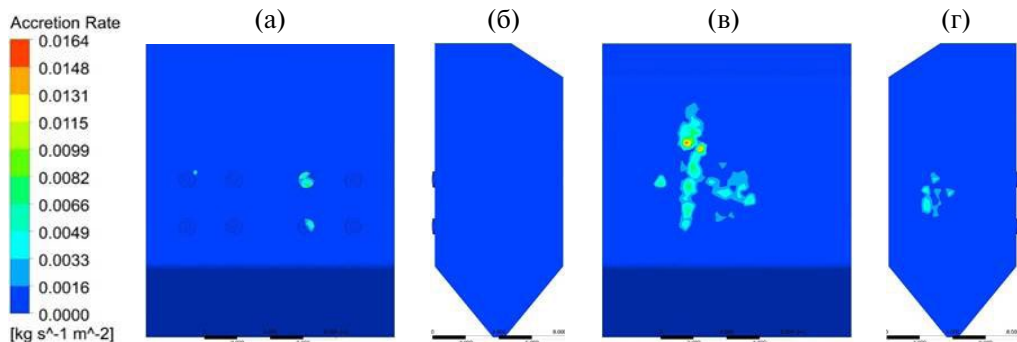


Рис. 6. Интенсивность роста отложений на стенах топочной камеры с вихревыми горелками с топливом № БЗ-10% W^P : (а) фронтальная; (б) правая; (в) задняя; (г) левая.

ВЫВОДЫ

1. Предложена методика теоретического усреднения состава (ТУС) для 14 наиболее распространенных марок бурого угля (БУ). Дальнейшие расчеты проводились для шести ТУС БУ с низшей теплотой сгорания на рабочую массу топлива Q_H^P от 7.5 до 16 МДж/кг. (а)(б)(в)(г)

2. Валидация предложенной численной модели расчета сжигания была проведена в сравнении с результатами испытания котла БКЗ-420-140-6 Ново-Иркутской ТЭЦ и показало хорошую сходимость по трем основным показателям эффективности горения угля: температуре на выходе из топки, механического недожога и концентрации оксидов азота в дымовых газах.

3. Показано, что рассматриваемая в работе топка является достаточно универсальной при сжигании непроектных БУ. Влияние низшей теплоты сгорания топлива на температуру газов на выходе из топочной камеры и на механический недожог в диапазоне от 11.75 МДж/кг до 16.45 МДж/кг незначительное. Резкое падение температуры газов на выходе из топки в 1.35 раза и увеличение механического недожога более, чем в 25 раз наблюдается для угля с низшей теплотой сгорания менее 10 МДж/кг.

4. Влияние повышения влажности топлива на температуру газов на выходе из топочной камеры и на механический недожог начинает сказываться при увеличении влажности свыше 45%. Решающим фактором при этом является снижение низшей теплоты сгорания топлива, которая снижается до 9.625 МДж/кг.

5. Незначительное превышение порогового значения интенсивности шлакования 0.015 кг/(м²·с) по температуре начала деформации золовых частиц t_A наблюдается только в случае сжигания БУ со средней по величине Q_H^P при снижении влажности на 10%.

6. Расчетные значения концентраций оксидов азота дымовых газов при штатной схеме горения могут превышать нормативные допустимые для БУ со сравнительно высоким содержанием углерода топлива. В этом случае можно рассматривать, наряду с дорогостоящей очисткой дымовых газов, возможность установки прямоточных горелок.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-19-00722, <https://rscf.ru/project/22-19-00722/>.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Майданик М.Н., Вербовецкий Э.Х., Тугов А.Н. Предварительная оценка возможности перевода котлов тепловых электростанций на сжигание альтернативного угля // Теплоэнергетика. 2021. № 9. С. 33–42.
2. Осинцев В.В. и др. Анализ результатов опытного сжигания высокорекреационного бурого угля на котле БКЗ-210-140Ф // Теплоэнергетика. 2003. № 8. С. 27–31.
3. Двойнишников В.А., Шумилов Т.И. Организация сжигания канскоачинских углей в паровых котлах энергоблоков 300 МВт Рязанской ГРЭС // Теплоэнергетика. 1998. № 6. С. 2–7.
4. Al-Abbas A.H., Naser J., Hussein E.K. Numerical simulation of brown coal combustion in a 550 MW tangentially-fired furnace under different operating conditions // Fuel. 2013. V. 107. P. 688–698.
5. Hashimoto N., Shirai H. Numerical simulation of sub-bituminous coal and bituminous coal mixed combustion employing tabulated-devolatilization-process model // Energy. 2014. V. 71. P. 399–413.
6. Sheng C. et al. A computational fluid dynamics based study of the combustion characteristics of coal blends in pulverised coal-fired furnace // Fuel. 2004. V. 83. № 11–12. С. 1543–1552.
7. Su S., Pohl J.H., Holcombe D. Fouling propensities of blended coals in pulverized coal-fired power station boilers // Fuel. 2003. V. 82. № 13. P. 1653–1667.
8. Ikeda M. et al. Emission characteristics of NO_x and unburned carbon in fly ash during combustion of blends of bituminous/sub-bituminous coals // Fuel. 2003. V. 82. № 15–17. P. 1851–1857.
9. Абрютин А.А., Карасина Э.С., Петросян Р.А. Тепловой расчет котлов. Нормативный метод – СПб.: Изд-во “ВТИ” и НПО “ЦКТИ”, 1998. 258 с.
10. Prokhorov V.B., Fomenko M.V. and Fomenko N.E. Solid fuel combustion processes modelling in the furnace in terms of the boiler K-50-14-250. The Third Conference “Problems of Thermal Physics and Power Engineering”, Journal of Physics: Conference Series 1683 (2020) 042050.
11. Chernov S.L., Prokhorov V. B., Pay A.V., Aparov V.D. Assessment of the Slagging Tendency in Power Plant Boiler Furnaces Depending on the Physical-Chemical Characteristics of Ash and Coal // Problems of the Regional Energetics. 2023. Vol. 60. No. 4. pp. 71–85.

Assessment of the Influence of Thermal Characteristics of Non-Design Lignite on their Suitability for Combustion in the Furnace of an Energy Boiler

S. L. Chernov^{a, *}, V. B. Prokhorov^{a, **}, V. D. Aparov^{a, ***}, A. V. Pai^{a, ****}

^aNational Research University "Moscow Power Engineering Institute", Russia, Moscow

*e-mail: ChernovSL@mpei.ru

**e-mail: ProkhorovVB@mpei.ru

***e-mail: AparovVD@mpei.ru

****e-mail: PaiAV@mpei.ru

The possibility of burning various brown coals (LC) in the furnace of the BKZ-420-140-6 boiler was studied using numerical simulation. To check the compiled numerical model of solid fuel combustion, it was previously validated in relation to the combustion of BU of a certain composition by comparing the calculation results with data obtained during the operation of a real boiler.

A method was developed for averaging the characteristics of coal and dependencies were obtained that determine the composition of coal based on an analysis of the composition of 14 types of coal in the range of values of the lower calorific value Q_{nr} from 7.5 to 16 MJ/kg. Based on the obtained dependencies for 4 values of Q_{nr} , the theoretical average composition (ATC) of coals was determined. For one of the TUSs, the humidity varied by 10% up and down.

As indicators of the efficiency of the combustion chamber of the boiler, the temperature of the gases at the exit from the combustion chamber, mechanical underburning and the concentration of nitrogen oxides in the flue gases are taken. The results of numerical modeling show that with the calorific value of the fuel $Q_n^r \leq 10$ MJ/kg, the mechanical underburning q_4 exceeds the permissible standards. The highest concentration of nitrogen oxides at the level of 800–900 mg/nm³ is observed for brown coals with high Q_n^r and the highest carbon content. It is also shown that the use of direct-flow burners with the organization of staged fuel combustion makes it possible to reduce the formation of nitrogen oxides in the furnace by 3.25 times compared to the original combustion scheme using existing vortex burner devices. The influence of the lower calorific value of fuel on the gas temperature at the exit from the combustion chamber in the range Q_n^r from 11.75 to 16.45 MJ/kg is insignificant. The effect of increasing fuel humidity on the gas temperature at the outlet of the combustion chamber and on mechanical underburning is insignificant up to a working fuel humidity of approximately 45%. In general, studies have shown that the firebox under consideration allows the combustion of various brown coals with changes in the physico-chemical composition and thermal characteristics within a wide range.

Keywords: boiler furnace, lignite, non-design fuel, mathematical modeling, thermal characteristics, average composition of coal, mechanical underburning, nitrogen oxides

УДК 621.181

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГОРЕНИЯ УГЛЯ В ТОПОЧНОЙ КАМЕРЕ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

© 2024 г. А. В. Гиль¹*, К. И. Мальцев¹, Н. В. Абрамов¹, С. А. Пузырёв¹

¹Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования “Национальный исследовательский Томский политехнический университет” Томск, Россия

*e-mail: andgil@tpu.ru

Поступила в редакцию 19.05.2024 г.

После доработки 08.11.2024 г.

Принята к публикации 12.11.2024 г.

В статье представлены результаты численного исследования физико-химических процессов в топочной камере парового котла при факельном сжигании полифракционного твердого топлива. С учетом наличия двухфазного потока рассмотрено применение схемы квадратичной восходящей интерполяции QUICK и монотонизированной противопотоковой схемы MLU для дискретизации пространственного и временного шага уравнения конвекции-диффузии. По результатам моделирования в целом выявлена хорошая сходимость результатов численного моделирования с натурными измерениями при использовании рассматриваемых схем аппроксимации. При этом выявлено, что при использовании схемы QUICK в областях с большими градиентами наблюдаются отклонения, приводящие к распространению неточности расчетов на последующие области. В обоих вариантах моделирования выявлены зоны, способствующие высокотемпературной коррозии.

Ключевые слова: горение, полифракционное твердое топливо, вихревые горелочные устройства, тепломассообмен, численное моделирование

DOI: 10.31857/S0002331024050074

ВВЕДЕНИЕ

С целью снижения угрозы изменения климата уголь должен постепенно исключаться из использования в качестве источника электроэнергии [1]. Однако замена угольных электростанций устойчивыми и возобновляемыми источниками энергии при одновременном удовлетворении постоянно растущего спроса на энергию представляет собой серьезную проблему даже для самых богатых и сознательных стран. Потребность в огромных инвестициях и реструктуризации энергетической инфраструктуры, а также неизбежный длительный переходный процесс, вероятно, обусловят сохранение угля в качестве преобладающего топлива для производства электроэнергии в обозримом будущем во многих странах. Передовые чистые угольные

технологии и методы снижения выбросов как варианты решения экологических проблем могут продлить использование угля на некоторое время. Тем не менее подавляющее большинство существующих станций будут стремиться продлить свою текущую эксплуатацию как можно дольше, обеспечивая, по крайней мере, первоначальную проектную эффективность и надежность [2, 3].

Широкое использование численного моделирования для анализа, проектирования и оптимизации процессов во всех отраслях промышленности считается бесценным инструментом для решения текущих и будущих задач в энергетике [4, 5]. Несмотря на некоторые неопределенности, его потенциал в предоставлении исчерпывающей и полной информации о распределении полей всех интересующих параметров пока не может быть оспорен никакими измерениями или другими методами. Таким образом, численное моделирование особенно удобно для диагностики, устранения и предотвращения неисправностей и неоптимальной работы стареющих существующих энергетических установок, а также для оптимизации их работы в нештатных условиях.

Поскольку большинство отечественных тепловых электрических станций введены в эксплуатацию более 40 лет назад, то большая часть энергетического оборудования нуждается в модернизации и ремонте [6]. Одним из наиболее эффективных методов выбора оптимальных вариантов модернизации энергетических установок является применение численного моделирования. Но при работе с пакетами прикладных программ можно использовать различные численные алгоритмы, методы и схемы дискретизации [7, 8]. Для решения задач горения в энергетических установках доступно большое количество методов, в целом их можно разделить на эйлеровы, лагранжевы и смешанные лагранжево-эйлеровы методы. В эйлеровых методах уравнение переноса дискретизируется с помощью метода конечных разностей или метода конечных элементов на фиксированной сетке, тогда как в лагранжевом подходе сетка движется вместе с потоком или остается фиксированной в деформирующей системе координат. В лагранжево-эйлеровом подходе используется двухшаговый метод. Первым шагом является оценка конвективного переноса с использованием траекторий частиц в лагранжевом подходе, а все остальные процессы моделируются в эйлеровом подходе на следующем этапе [9, 10].

Поэтому актуальным является проведение численных экспериментов с целью установления наиболее оптимальных к применению схем аппроксимации при численном решении процессов горения в объеме топочной камеры. Также актуальным является отработка методики проведения численных исследований тепломассообменных процессов с учетом применения различных численных алгоритмов.

Целью работы является численное моделирование процессов окисления полифракционного твердого топлива, формирование аэродинамических потоков и тепломассообмена с учетом применения различных схем аппроксимации.

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Объектом исследования является барабанный паровой котел (рис. 1) паропроизводительностью 220 т/час с параметрами пара (давление 10.8 МПа, температура 540°C) [11]. Котельный агрегат с естественной циркуляцией, испарительные поверхности, экранирующие стены топочной камеры, выполнены вертикально и свободно удлиняются вниз.

Камера сгорания котельного агрегата имеет форму призмы, размер в плане по осям труб $6\,656 \times 9\,536$ мм. Фронтальной и задней экраны в нижней их части образуют скаты “холодной” воронки. Верхняя часть топочного объема ограничена радиационным пароперегревателем. Перед горизонтальным газоходом трубы заднего экрана образуют аэродинамический выступ.

Вихревые горелочные устройства скомпонованы встречно в два яруса треугольником вниз на боковых стенах.

В качестве топлива используется каменный кузнецкий уголь марки Д [12]. При проведении численного моделирования приняты следующие характеристики топлива. Теплота сгорания топлива на рабочую массу составляет 4 949 ккал/кг. Также учтено, что влажность топлива составляет 17,6%, а зольность — 10,2%. Элементный состав кузнецкого угля, следующий: углерод — 56%, водород — 4%, сера — 0,3%, кислород — 10%, азот — 1,9%. Таким образом, при численном расчете учитывается забалластированность топлива, определяющая эффективность его выгорания.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В качестве расчетной программы применен пакет прикладных программ FIRE 3D, имеющий высокие качественные показатели при решении подобных задач [13]. Поля скоростей и уровень температуры газовой фазы моделируется

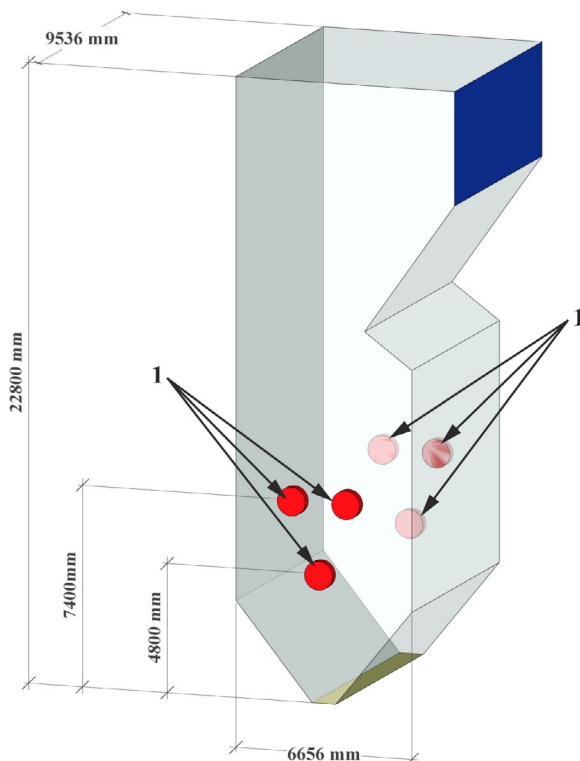


Рис. 1. Эскиз топочной камеры: 1 – горелочные устройства.

с использованием реализуемой k-ε модели турбулентности с высоким числом Re, хорошо учитывающей отрыв, завихрение и другие неравновесные эффекты. Течение и теплообмен пылевидных частиц решались в лагранжевой системе отсчета с применением метода дискретного случайного блуждания для учета влияния турбулентных флуктуаций на их движение, а несущая фаза — на основе эйлера подхода. Распределение размеров частиц и связанный с ним массовый расход, полученные с помощью ситового анализа, описываются регрессией Розина—Раммлера. Метод источника частиц в ячейке (PSIC) использовался для соединения дискретной и непрерывной фаз с помощью дополнительных условий источника массы, импульса и энергии частиц в соответствующих уравнениях сохранения.

Горение угольных частиц моделируется как пять параллельных и последовательных процессов: нагрев, испарение влаги, выход летучих, воспламенение и горение летучих веществ, воспламенение и выгорание коксового остатка; температура частицы определяется из уравнения энергии с учетом конвективного и радиационного теплообмена [13].

Уравнения изменения массы и температуры угольной частицы [14]:

$$\begin{aligned} \frac{dm_i}{dt} &= -\dot{M}_i^{evap} - \dot{M}_i^{vap} - \dot{M}_i^{char}, \\ m_i c_p \frac{dT_i}{dt} &= Q_{char} \dot{M}_i^{char} + \pi d_{pi}^2 \left[\alpha_{conv} (T - T_i) + \epsilon_p (H - 4\sigma T_i^4) \right] - \\ &\quad - Q_{vap} \dot{M}_i^{vap} - L_{evap} \cdot \dot{M}_i^{evap}. \end{aligned}$$

Для расчета массовой скорости выхода влаги из угольной частицы применен следующий закон [15]:

$$\dot{M}_i^{evap} = \pi d_i^2 k_c \left((\rho C_{H_2O})_{surf} - (\rho C_{H_2O}) \right),$$

где $k_c = (D_{H_2O}/d_i) (2 + 0.6 Re_i^{0.5} Sc_i^{0.33})$ — коэффициент массопереноса; D_{H_2O} — коэффициент диффузии паров воды; $(\rho C_{H_2O})_{surf}$ — концентрация водяного пара вокруг частицы.

При численном расчете необходимо учитывать массовую скорость выхода летучих $\dot{M}_i^{vap}$, определяется по закону Аррениуса [16]:

$$\dot{M}_i^{vap} = k_{vap} \exp\left(-\frac{E_{vap}}{R_0 T_i}\right) \cdot f_{vo} m_{oi}.$$

Скорость горения углеродного остатка является одной из ключевых величин, которая зависит от нескольких параметров. Одним из них является диффузия окислителя к поверхности угольной частицы. При достижении окислителем поверхности частицы начинается процесс горения. Вторым фактором, влияющим на скорость горения углерода, является скорость кинетической реакции горения [15]:

$$\dot{M}_i^{char} = \pi d_{pi}^2 C_{O_2} \frac{K_K K_D}{K_K + K_D}.$$

В данном уравнении $K_k = k_{char} \exp\left(-\frac{E_{char}}{R_0 T_i}\right)$, k_{char} , E_{char} — константы, опреде-

ляемые по виду топлива согласно [17]. А $K_d = \frac{D_{O_2}}{d_{pi}} (2 + 0.16 Re)$.

Метод QUICK использует квадратичную интерполяцию вверх по потоку для получения номинальных значений концентраций. Метод можно интерпретировать как линейную интерполяцию, представленную первым членом в правой части уравнения, скорректированную пропорциональным членом по кривизне потока, в правой части. Также стоит отметить, что для расчета граничных значений в схеме QUICK используются концентрации в начале временного шага [18].

Запись данной схемы для грани W в случае неравномерной сетки имеет вид:

$$(\rho u \Phi A)_W = \begin{cases} F_W [a^+ \Phi_{WW} + b^+ \Phi_W + c^+ \Phi_P], & \text{если } u_W > 0, \\ F_W [a^- \Phi_{WW} + b^- \Phi_W + c^- \Phi_P], & \text{если } u_W \leq 0, \end{cases}$$

где Φ_{WW} , Φ_W , Φ_P , Φ_E – результаты значения функции в расчетных узлах; u_W – значение скорости потока на поверхности; $a^\pm$, $b^\pm$, $c^\pm$ – коэффициенты интерполяции в многочлене Лагранжа. При этом значение функции на поверхности рассчитывается как интерполяционное значение с учетом трех точек. Аналогично определяются значения и на других гранях.

При рассмотрении монотонизированной противопотоковой схемы (MLU) [19, 20] расчетная траектория с функции между новым значением на грани W и предыдущим определяется с учетом соотношения:

$$S_W = \min \text{mod} \left(\frac{(a + b)}{2 \cdot \min \text{mod}(a, b)} \right).$$

Функция $\min \text{mod}$ рассчитывается:

$$\min \text{mod}(a, b) = \begin{cases} a, & \text{если } |a| \leq |b| \text{ и } a \cdot b > 0, \\ b, & \text{если } |a| \geq |b| \text{ и } a \cdot b > 0, \\ 0, & \text{если } a \cdot b \leq 0, \end{cases}$$

где a и b демонстрируют кривую функции Φ , с учетом соотношений:

$$a = \frac{\Phi_P - \Phi_W}{\delta \chi_W},$$

$$b = \begin{cases} \frac{\Phi_{WW} - \Phi_W}{\delta \chi_{WW}}, & \text{если } u_W > 0, \\ \frac{\Phi_E - \Phi_P}{\delta \chi_e}, & \text{если } u_W \leq 0. \end{cases}$$

В общем случае на немонотонных траекториях функции схема MLU имеет пониженный порядок точности, но остается более предпочтительной к применению в сравнении со схемой QUICK, т.к. она не допускает нефизических значений функции Φ .

Расчетный объем топочной камеры разделен на 271 760 ячеек со сгущением в области горелочных устройств. Вначале решаются только уравнения течения газа, чтобы добиться устойчивости расчетов и быстрой сходимости для двухфазного течения, горения, теплообмена и химических реакций. После сходимости поля течения рассчитываются траектории частиц угля, взаимодействующих с дымовыми газами. Далее учитываются уравнения химических реакций и энтальпии при сгорании угля.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Учитывая условия организации сжигания твердого топлива в топочной камере котла, понимание о стабильности горения является важным условием безопасной и устойчивой работы котельного агрегата. В соответствие с этим приведены результаты численного моделирования физико-химических процессов в топке котла с учетом применения двух различных схем аппроксимации.

На рис. 2 и 3 представлены данные о скоростях потоков и векторах скоростей в продольных и поперечных сечениях топки. Эти результаты показывают, что внутри топки наблюдается подъемное движение с достижением 8...12 м/с. Это подтверждает,

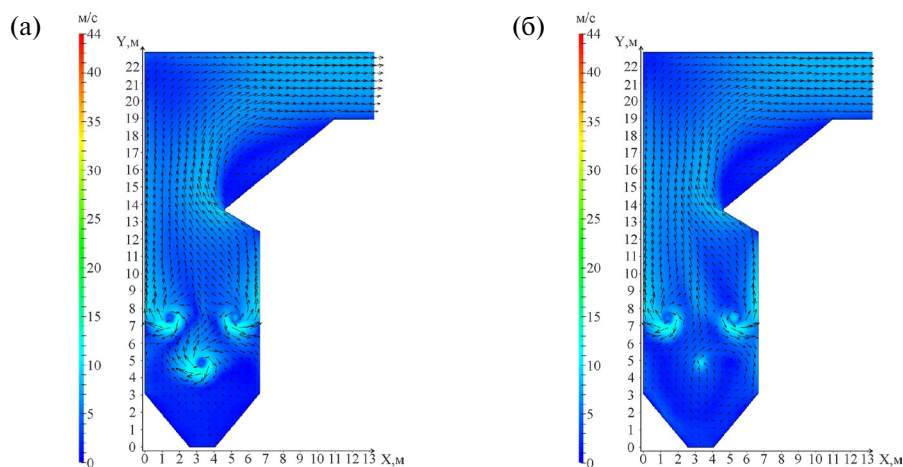


Рис. 2. Векторное поле скоростей в продольном сечении по оси топочной камеры (м/с): (а) MLU; (б) QUICK.

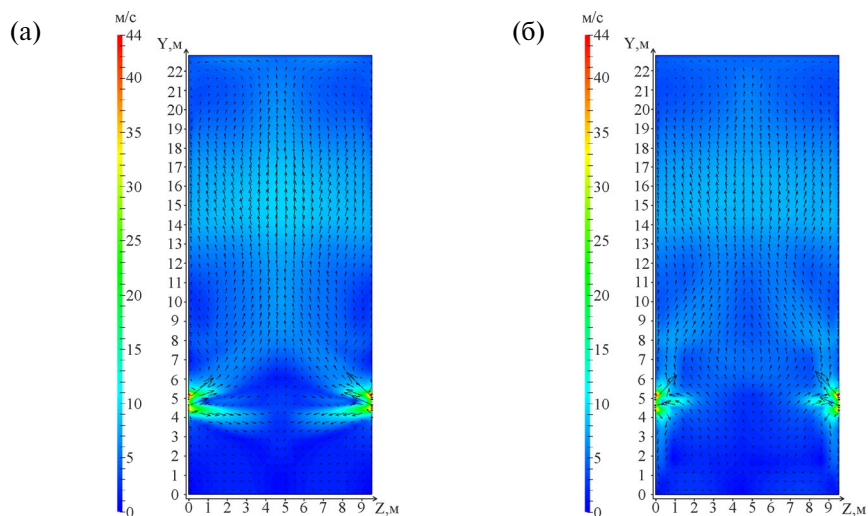


Рис. 3. Векторное поле скоростей в поперечном сечении по оси топочной камеры (м/с): (а) MLU; (б) QUICK.

что происходит эффективное перемешивание воздушных потоков внутри горелочных устройств. Также на рис. 2 и 3 видно распространение потоков, которые формируются при подаче пылевоздушной смеси и вторичного воздуха на выходе из горелочных устройств. Горелочные струи формируют форму факела в соответствии с направлением и параметром крутки в вихревых горелочных устройствах. При этом стоит отметить, что при организации расчета по схеме MLU формирование закрученных потоков происходит более активно, нежели чем при расчете с применением схемы аппроксимации QUICK (рис. 2, 3). В частности, при схеме QUICK наблюдается существенная раскрутка факела на выходе из горелочных устройств, и это приводит к малому проникновению горелочных струй по ширине топочной камеры и к значительным зонам обратных токов вдоль оси горелок (рис. 3). Из-за этого на рис. 2б не наблюдается сформированный закрученный аэродинамический поток от нижней горелки в центральном сечении по продольной оси топки.

Данный факт оказывает влияние и на изменение температуры в топочной камере (рис. 4, 5). Результаты численного моделирования с использованием схемы MLU (рис. 4а) имеют высокотемпературные зоны, которые представляются более равномерными, а область активного горения формируется во всем объеме топочной камеры до пода аэродинамического выступа. Во втором случае по схеме QUICK в центральной части сечения наблюдается зона пониженных температур, которая соответствует положению факела от горелочного устройства нижнего яруса.

В горизонтальных сечениях по оси горелочных устройств верхнего яруса (рис. 5) наблюдается асимметрия температурного поля опять же при численном моделировании со схемой аппроксимации QUICK (рис. 5а). В левой половине формируется область интенсивного горения топлива и, соответственно, высоких температурных напряжений, а в правой части относительно поперечной оси топочной камеры область активного выгорания не просматривается вследствие низкой интенсивности вихревых потоков горелочных устройств. Из-за слабого распространения факела от нижних горелочных устройств и правого направления крутки потоков, массовые

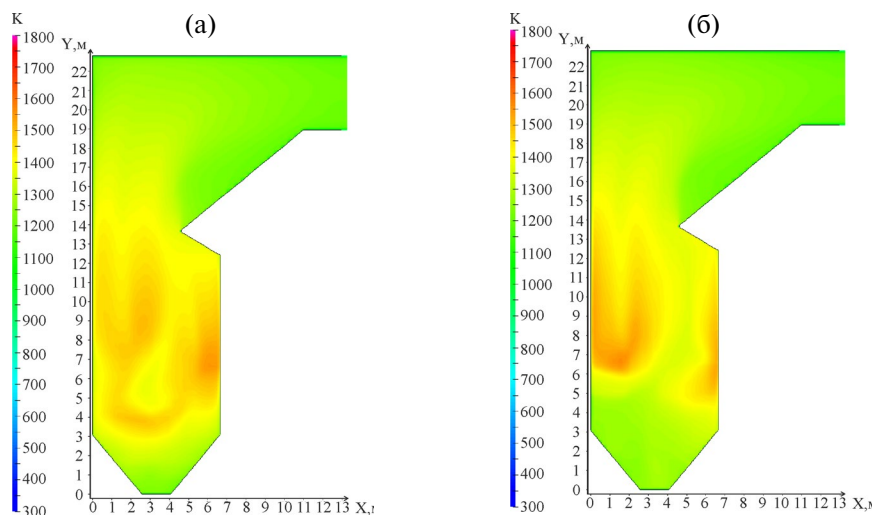


Рис. 4. Распределение температуры в вертикальном сечении по продольной оси топки (K): (а) MLU; (б) QUICK.

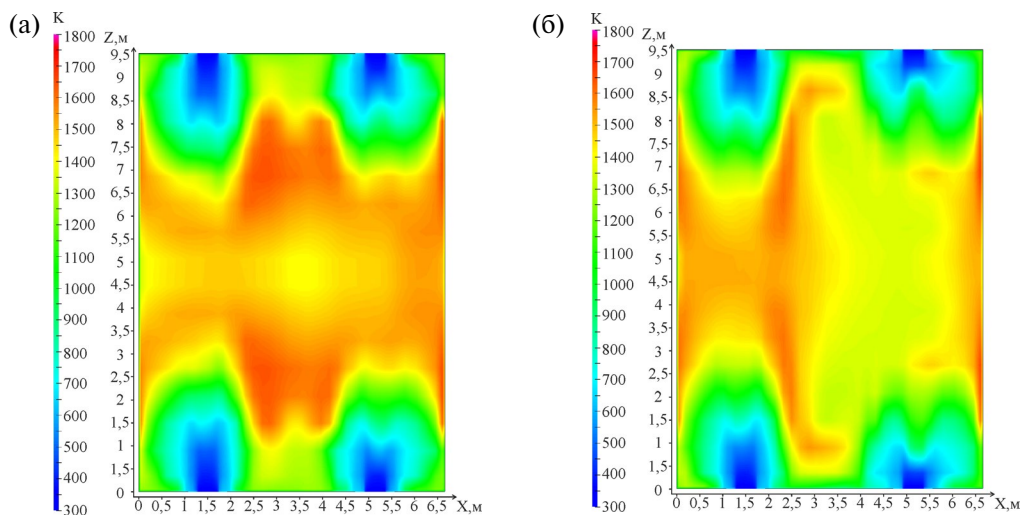


Рис. 5. Распределение температуры в горизонтальном сечении по оси верхнего яруса горелок (K): (a) MLU; (б) QUICK.

концентрации веществ в левой части ниже, чем в правой, что и обуславливает более низкий уровень температур.

На рис. 6 и 7 представлено распределение концентрации кислорода в вертикальных сечениях по оси топки и в горизонтальных сечениях по оси горелочных устройств верхнего яруса. Аналогично, как и с результатами формирования температурных полей в топочной камере, вследствие малого взаимопроникающего учета потоков воздуха и топлива при формировании факела в горелках нижнего яруса при расчете по схеме QUICK, наблюдается повышенная концентрация O_2 (рис. 6б).

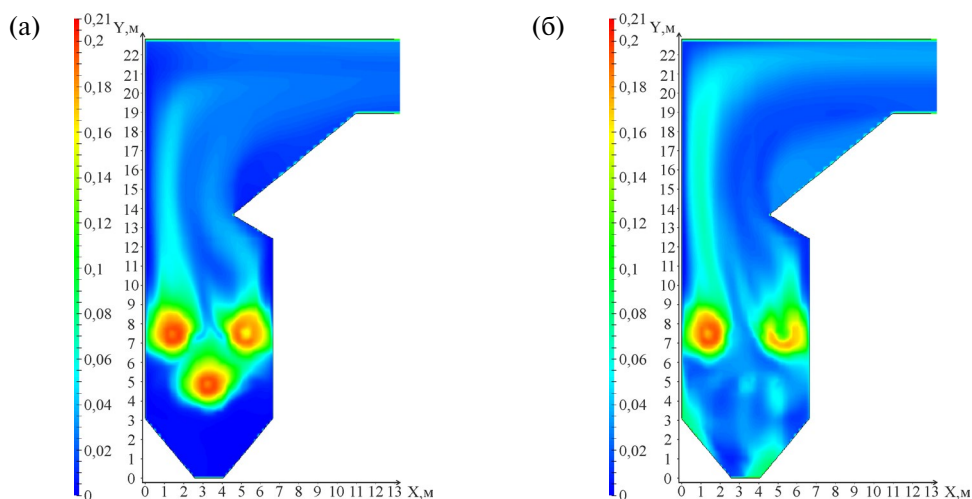


Рис. 6. Концентрация O_2 в вертикальном сечении по продольной оси топки (%): (a) MLU; (б) QUICK.

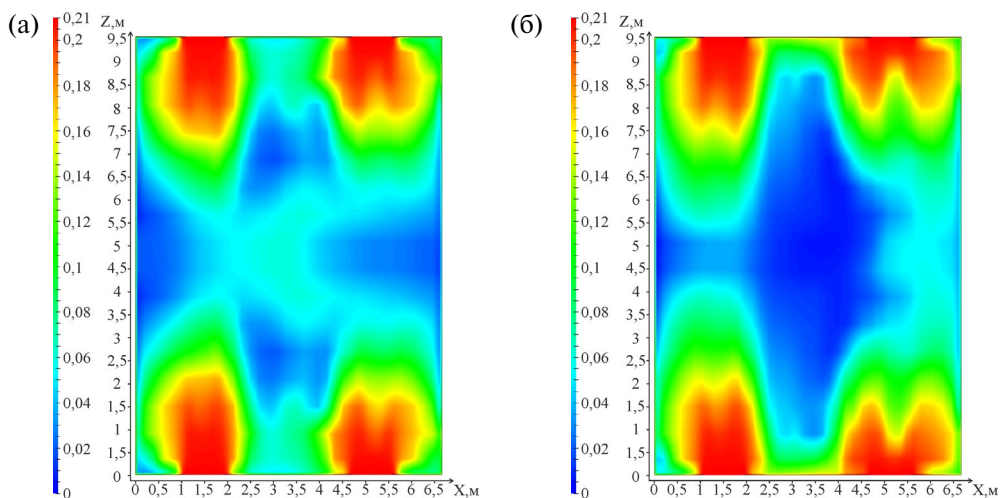


Рис. 7. Концентрация O_2 в горизонтальном сечении по оси верхнего яруса горелочных устройств (%): (а) MLU; (б) QUICK.

Несмотря на качественное различие результатов моделирования вблизи фронтальной и тыльной стен топочной камеры наблюдаются высокотемпературные области (рис. 5) с пониженной концентрацией кислорода (рис. 7). Соответственно данная среда совместно с высоким содержанием CO (рис. 8) создает благоприятные условия для возникновения высокотемпературной коррозии. Таким образом, при значительном содержании CO и отсутствии O_2 , а также в случае увеличения содержания серы в поставляемом угле, будут образовывать сульфиды различных элементов, а не оксиды сульфидов, которые преобладают в угольных котлах, особенно H_2S , который агрессивно действует на стальные трубы экранных поверхностей. Считается, если значение CO превышает 0.01, то это является признаком неполного горения и при

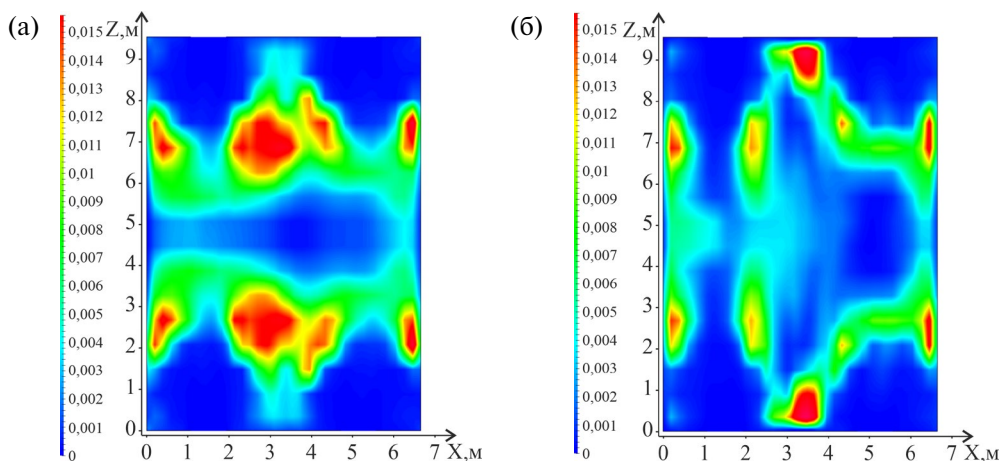


Рис. 8. Концентрация CO_2 в горизонтальном сечении по оси верхнего яруса горелочных устройств: (а) MLU; (б) QUICK.

непосредственном расположении данных зон у стен топочной камеры угрожает возникновением высокотемпературной коррозии. Подобные локальные зоны наблюдаются у фронтальной и тыльной стен (рис. 8).

Температурный уровень по высоте топочной камеры представлен на рис. 9. Также представлены значения натурных измерений температуры через лючки топки. В области холодной воронки при расчете с учетом схемы MLU температурный уровень примерно на 200°C ниже, чем при расчете с применением схемы QUICK. Соответственно во втором варианте наблюдаются нехарактерно высокие температуры в данной зоне. В дальнейшем при достижении высоты расположения горелочных устройств температурный уровень снижается из-за ввода через горелочные устройства топливно-воздушной смеси и вторичного воздуха с относительно низкими значениями температур.

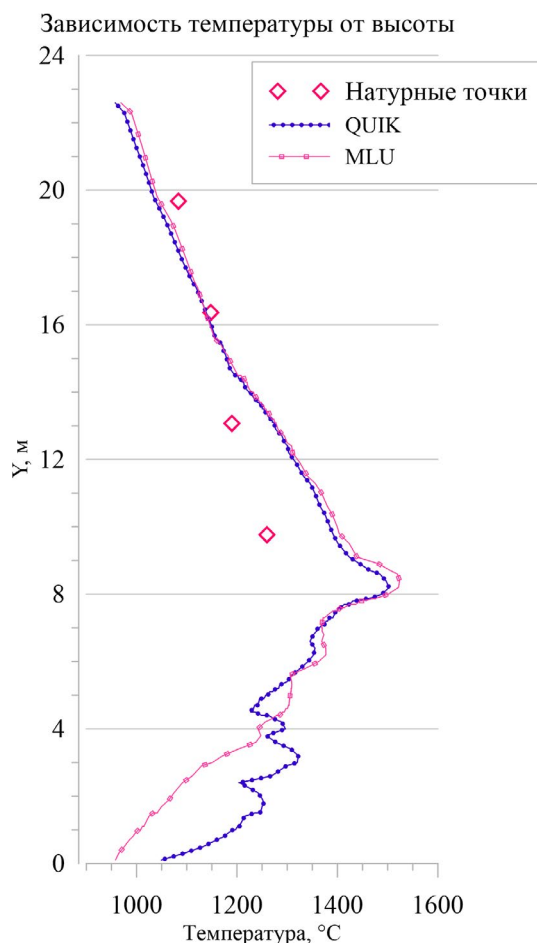


Рис. 9. Распределение температуры по высоте топки, $^{\circ}\text{C}$.

При этом при аппроксимации по схеме QUICK снижение температурного уровня на нижнем ярусе горелок выражено более крутым падением. Далее температуры возрастают и достигают максимума 1500°C , после зоны активного горения восходящий поток продуктов сгорания охлаждается, отдавая тепло посредством конвективного и лучистого теплообмена ограждающим поверхностям топочной камеры. При этом, согласно рис. 8, значения температур, полученных при численном моделировании и натурных измерениях на уровне ядра горения, отличаются незначительно (не более 100°C). В дальнейшем расхождение значений натурных измерений и результатов моделирования представляется крайне низкими значениями.

В работе предварительно также оценивалось влияние дискретизации структурированной сетки в трехмерной постановке на результаты численного моделирования. К расчету принимались три варианта с количеством ячеек 104 760, 271 760 и 516 344. При рассмотрении изменения температуры по высоте топочной камеры было выявлено, что разность максимальных температур между первым и вторым вариантами в зоне активного горения составила 170°C , а между вторым и третьим 50°C . Таким образом к последующим расчетам принят вариант с 271 760 ячеек.

ВЫВОДЫ

На основании приведенного в работе исследования можно констатировать, что разработанная математическая модель имеет хорошую сходимость с натурными результатами. Позволяет проводить как качественную, так и количественную оценку физико-химических процессов сложного двухфазного течения в объеме топочной камеры котельного агрегата.

Также по результатам проведенных численных экспериментов стоит отметить, что при проведении численных расчетов необходимо учитывать, помимо принятых численных подходов, моделей турбулентности, также и применение схем аппроксимации. Поскольку в зонах с существенными градиентами при формировании факела, воспламенения и выгорания топливных частиц с использованием схемы QUICK наблюдается некорректное представление качественных параметров в объеме топочной камеры.

При этом в обоих вариантах моделирования вблизи фронтальной и тыльной стен топочной камеры наблюдаются локальные зоны с пониженным содержанием O_2 и повышенным CO , что можно рассматривать как индикаторы высокотемпературной коррозии.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 23-29-00274, <https://rscf.ru/project/23-29-00274/>).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Jones D. The Global Electricity Review 2021 // Ember. <https://ember-climate.org/app/uploads/2021/03/Global-Electricity-Review-2021.pdf> (дата обращения: 24.04.2024).
2. Pourkashanian M., Ma L., Porter R., Edge P., Black S., Clement A., Ingham D.B. Challenges and opportunities in simulation of coal and biomass combustion in power plants // THMT-15. Proceedings of the Eighth International Symposium on Turbulence Heat and Mass Transfer. 2015. pp. 45–71.

3. *Ding X., Li W., Liu P., Kang Zh.* Numerical calculation on combustion process and NO transformation behavior in a coal-fired boiler blended ammonia: Effects of the injection position and blending ratio // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2023. Vol. 48. No. 76. pp. 29771–29785.
4. *Баутин С.П., Обухов А.Г.* Численное моделирование сложных течений газа в концентрированных огненных вихрях // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2019. Том 5. № 3. С. 47–68.
5. *Dugum A., Hanjalic K.* Numerical simulation of coal-air mixture flow in a real double-swirl burner and implications on combustion anomalies in a utility boiler // *Energy*. 2019. Vol. 170. pp. 942–953.
6. *Гиль А.В., Заворин А.С., Красильников С.В., Обухов С.В., Старченко А.В.* Исследование аэродинамики и горения в топке котла БКЗ-420-140 применительно к вариантам замещения проектного топлива // *Известия Томского политехнического университета*. 2007. Т. 310. № 1. С. 175–181.
7. *Neumann L.E., Šimůnek J., Cook F.J.* Implementation of quadratic upstream interpolation schemes for solute transport into HYDRUS-1D // *Environmental Modelling & Software*. 2011. Vol. 26. No. 11. pp. 1298–1308.
8. *Nishikawa H., White J.A.* An efficient quadratic interpolation scheme for a third-order cell-centered finite-volume method on tetrahedral grids // *Journal of Computational Physics*. 2023. Vol. 490. Article 112324.
9. *Forester C.K.* Higher order monotonic convective difference schemes // *Journal of Computational Physics*. 1977. Vol. 23. No. 1. pp. 1–22.
10. *Šimůnek J.* Models of water flow and solute transport in the unsaturated zone // *Encyclopedia of Hydrological Sciences* / M. G. Anderson, J. J. McDonnell (eds.). John Wiley & Sons. 2006.
11. *Тайлашева Т.С., Гиль А.В., Воронцова Е.С.* Оценка условий сжигания высоковолажного не-проектного топлива в камерной топке на основе численного моделирования // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2016. Том 327. № 1. С. 128–135.
12. *Каган Г.М.* Тепловой расчет котлов (нормативный метод). 3-е изд., перераб. и доп. СПб.: Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. 256 с.
13. *Гиль А.В., Старченко А.В., Заворин А.С.* Применение численного моделирования топочных процессов для практики перевода котлов на непроектное топливо: монография. Томск: STT, 2011. 183 с.
14. *Ярин Л.П., Сухов Г.С.* Основы теории горения двухфазных сред. СПб.: Энергоатомиздат, 1987. 312 с.
15. *Fischer K., Leithner R., Müller H.* Three-dimensional simulation of the gas-solid flow in coal-dust fired furnaces // *Two-Phase Flow Modelling and Experimentation: Proceedings of the First International Symposium* / G. P. Celata, R. K. Shah (eds.). Pisa: ETS. 1995. Vol. 1. pp. 1387–1393.
16. *Бубенчиков А.М., Старченко А.В.* Численные модели динамики и горения аэродисперсных смесей в каналах. Томск: Изд-во Томского гос. ун-та, 1998. 236 с.
17. *Виленский Т.В., Хзмалян Д.М.* Динамика горения пылевидного топлива. М.: Энергия, 1978. 248 с.
18. *Leonard B.P.* A stable and accurate convective modelling procedure based on quadratic upstream interpolation // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. 1979. Vol. 19. No. 1. pp. 59–98.

19. *Noll B.* Evaluation of a bounded high-resolution scheme for combustor flow computations // *AIAA Journal*. 1992. Vol. 30. No. 1. pp. 64–69.
20. *Sheu T.W.H., Fang C.C., Tsai S.F., Huang Ch.-Yu.* On an adaptive monotonic convection – diffusion flux discretization scheme // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. 1999. Vol. 173. No. 1–2. pp. 201–215.

Numerical Simulation of Coal Combustion in the Combustion Chamber of a Boiler Unit

A. V. Gil^{a,*}, K. I. Maltsev^a, N. V. Abramov^a, S. A. Puzyrev^a

^aNational Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

**e-mail: andgil@tpu.ru*

The paper presents the results of numerical investigation of physico-chemical processes in the furnace chamber of a steam boiler during flaring of polyfractional solid fuel. Given the presence of two-phase flow, the application of the QUICK quadratic upward interpolation scheme and the monotonicized counterflow MLU scheme for discretization of the spatial and temporal step of the convection-diffusion equation is considered. The simulation results in general reveal a good convergence of the numerical simulation results with in situ measurements when using the considered approximation schemes. At the same time, it is shown that, when using the QUICK scheme, deviations are observed in regions with large gradients, leading to the propagation of the calculation inaccuracy to subsequent domains. In both versions of the simulation, zones contributing to high-temperature corrosion were identified.

Keywords: combustion, cofractionated solid fuel, vortex burners, heat and mass transfer, numerical modeling