
СОДЕРЖАНИЕ

Водородная энергетика и переработка отходов <i>В. М. Зайченко, Э. Е. Сон, А. А. Чернявский</i>	3
Методы и модели оптимального управления теплоснабжающими системами с активными потребителями тепловой энергии <i>В. А. Стенников, И. В. Постников, А. В. Пеньковский</i>	12
Обоснование режимов и условий организации процесса газификации твердого органического топлива на основе учета реакционной способности его взаимодействия с диоксидом углерода и водяным паром <i>Е. А. Бойко, А. В. Страшников</i>	24
Оценка эффективности режимов работы теплофикационной ГТУ при эксплуатации в климатических зонах с умеренно континентальным и резко континентальным климатом с учетом неопределенности цен на отпускаемую энергетическую продукцию <i>А. М. Клер, Е. Л. Степанова, П. В. Жарков</i>	42
Численное исследование эффективности совместной слоевой газификации древесной биомассы и муниципальных отходов <i>И. Г. Донской</i>	54
Теплообмен и оптимизация панельных холодильников-излучателей перспективных космических аппаратов мегаваттного уровня мощности <i>Д. Н. Ильмов, Н. И. Филатов, С. Г. Черкасов</i>	70
Влияние представления генерирующего оборудования и нагрузки на величину нормативного резерва мощности электроэнергетических систем <i>Ю. Я. Чукреев</i>	91
Вклад составляющих в надежность функционирования информационной сети СМНР <i>М. И. Успенский</i>	103
Автономные источники электропитания для установок плазменной переработки органосодержащих веществ <i>А. А. Сафронов, Ю. Д. Дудник, В. Е. Кузнецов, В. Н. Ширяев, О. Б. Васильева</i>	122
Результаты реформы российской электроэнергетики с точки зрения технологии и системной экономической теории <i>С. А. Некрасов</i>	134
Распознавание коротких замыканий в подводящих цепях с целью быстрого аварийного включения резерва электропитания <i>И. Д. Кочетов, Ю. Я. Лямец, Ф. А. Макашкин, И. Е. Петряшин</i>	150

CONTENTS

Hydrogen Energy and Waste Processing <i>V. M. Zaichenko, E. E. Son, and A. A. Chernyavskii</i>	3
Methods and Models of Optimal Control of Heat Supply Systems with Prosumers <i>V. A. Stennikov, I. V. Postnikov, and A. V. Penkovskii</i>	12
Justification of the Modes and Conditions of the Organization of the Process of Gasification of Solid Organic Fuel on the Basis of Taking into Account the Reactivity of Its Interaction with Carbon Dioxide and Water Vapor <i>E. A. Boiko and A. V. Strashnikov</i>	24
Estimation of the Efficiency of Operating Modes of a Cogeneration GTU Operating in Climatic Zones with Temperate Continental Climate and Sharply Continental Climate with Uncertainty of Prices for Energy Products <i>A. M. Kler, E. L. Stepanova, and P. V. Zharkov</i>	42
Numerical Study of the Process of Woody Biomass and Sewage Sludge Co-Gasification in Fixed-Bed Downdraft Reactor <i>I. G. Donskoy</i>	54
Thermal Exchange and Optimization of Panel Cooler-Radiators on Board Megawatt Power Promising Spacecraft <i>D. N. Il'mov, N. I. Filatov, and S. G. Cherkasov</i>	70
The Influence Presentation of Generating Equipment and Load on the Value of Standard Power Reserve Electric Power Systems <i>Yu. Ya. Chukreev</i>	91
Contribution of Components to Reliability Functioning of the WAMS Information Network <i>M. I. Uspensky</i>	103
Autonomous Power Supplies for Plasma Processing Installations of Organ-Containing Substances <i>A. A. Safronov, Yu. D. Dudnik, V. E. Kuznetsov, V. N. Shiryaev, and O. B. Vasilieva</i>	122
The Results of the Reform of the Russian Electric Power Industry from the Point of View of Tectology and System Economic Theory <i>S. A. Nekrasov</i>	134
Detection of Short Circuits in the Supply Circuits for the Purpose of Rapid Emergency Activation of the Power Reserve <i>I. D. Kochetov, Yu. Ya. Lyamets, F. A. Makashkin, and I. E. Petryashin</i>	150

УДК 662.7

ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ПЕРЕРАБОТКА ОТХОДОВ

© 2021 г. В. М. Зайченко¹, *, Э. Е. Сон¹, А. А. Чернявский¹¹Объединенный институт высоких температур Российской академии наук, Москва, Россия

*e-mail: zaitch@oivtran.ru

Поступила в редакцию 17.03.2021 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

Антропогенное влияние на природное равновесие — одно из наиболее востребованных направлений в современной практике научно-технических исследований. Мир переходит к низкоуглеродистому развитию. Значительная роль в этом процессе отводится водородной энергетике. Показано, что существующие методы получения водорода, применяемые в настоящее время в химической промышленности, не могут быть эффективно использованы в энергетике. Необходима разработка новых технологий, обеспечивающих экономически оправданное и экологически чистое получение водорода для энергетики. Информация о новых методах получения водорода, разрабатываемых в Объединенном институте высоких температур Российской академии наук, представлена в данной статье.

Ключевые слова: водород, энергетическая утилизация отходов, возобновляемые источники энергии, пироуглерод, распределенная энергетика

DOI: 10.31857/S0002331021030109

ВВЕДЕНИЕ

Прошедший год был отмечен принятием достаточно важных решений в области сохранения и использования новых энергетических технологий, направленных на сохранение экологического равновесия. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 12.10.2020 № 2634-р утвержден план мероприятий (“дорожная карта”) по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 г. Этот документ направлен не только на увеличение производства и расширение сферы применения водорода в качестве экологически чистого энергоносителя, но также на создание условий вхождения страны в число мировых лидеров по производству и экспорту водорода. В последние дни уходящего года В.В. Путин провел рабочую встречу с Председателем Правительства Российской Федерации М.В. Мишустиним, на которой обсуждались вопросы, связанные с использованием в стране водородного топлива. Подчеркнем, что в Распоряжении Правительства РФ ставится задача не только использования водорода в транспортных и энергетических установках на территории нашей страны, но и выход нашей страны на лидирующие позиции по производству данного вида топлива. Последнее означает разработку и освоение новых методов и технологий получения водорода, использование которых позволит решить поставленные задачи экономически оправданными методами.

В настоящее время основным процессом получения водорода является каталитическая конверсия природного газа. Процесс является двухстадийным.



При взаимодействии метана с водяным паром образуется водород и окись углерода. Затем окись конвертируется в двуокись углерода, которая удаляется из реакционного объема с применением моноэтаноламиновой очистки. В конечном итоге образующаяся в процессе получения водорода двуокись углерода выбрасывается в атмосферу. Каталитической конверсией природного газа производится основное количество водорода в мире. Водород используется в химической индустрии для синтеза аммиака и метанола. Согласно существующим данным [1], при производстве водорода в атмосферу поступает ~830 млн тонн CO_2 [2]. Суммарный годовой объем эмиссии углекислого газа на Земле на сегодняшний день оценивается в 36573 млн т (100%). Т.е. выбросы от производства водорода с использованием каталитической конверсии природного газа, состоящие из выбросов, получаемых при нагреве реакторов конверсии и очистке получаемых продуктов, составляют около 2.2% от общего количества CO_2 , поступающего в атмосферу нашей планеты из других источников.

Основным источником CO_2 являются выбросы от использования ископаемых топлив. При топливном использовании биомассы природный баланс двуокиси углерода не нарушается. Растения поглощают двуокись углерода из атмосферы в процессе роста. Такое же количество двуокиси углерода эмитируется в процессе сжигания биомассы, либо в процессах ее естественной утилизации при гниении. Использование топлива, извлеченного из толщи земли, которое на поверхности природой не предусмотрено, приводит к нарушению природного равновесия. Увеличение содержания CO_2 в атмосфере является одним из следствий этих действий.

Назначение водородной энергетики – сокращение антропогенного воздействия на природное равновесие. Эта задача может быть выполнена только при условии, что технологии, применяемые для производства водорода для энергетического использования, будут также экологически безопасными. Мы не будем останавливаться на методах получения водорода, используемых в химической индустрии, которые не могут быть использованы для водородной энергетики. Реализация этих технологий связана со значительными выбросами двуокиси углерода. Кроме того, необходимо учитывать, что цена водорода, получаемого каталитической конверсией метана, достаточно высока. Согласно выполненным оценкам, получение энергии с использованием водорода, получаемого по технологии каталитической конверсии, будет значительно дороже, чем с использованием традиционных топлив. Это означает, что водородная энергетика будет экономически нерентабельна. Необходима разработка методов и технологий получения водорода, которые обеспечат экономически оправданное использование данного вида топлива в энергетических установках.

В настоящее время именно по этому пути развития и внедрения методов водородной энергетики идут многие развитые страны. Предлагаемые методы получения водорода связаны с решением задачи обеспечения нормального функционирования солнечной и ветровой энергетики. Это своеобразный метод резервирования возобновляемых источников энергии. Когда потребление энергии отсутствует, а ветровая (солнечная) энергия есть, станция работает. При этом производимую ветровую (солнечную) энергию предлагается использовать для получения водорода электролизом воды. Это своеобразный метод аккумуляирования возобновляемой энергии. Электролиз – очень дорогостоящий процесс. Но в этом случае он экономически оправдан, поскольку для его реализации используется электроэнергия в те моменты времени, когда она “лишняя”, и ее потребление отсутствует.

Ориентация на широкое использование солнечной и ветровой энергии в западном мире и необходимость решения одной из основных проблем возобновляемой энергетики, заключающейся в резервировании энергии, является объяснением значительного интереса к развитию водородной энергетики в последнее время.

Конечно, при формировании новых подходов в развитии и модернизации существующей системы энергетического обеспечения мы должны принимать во внимание последние новации в зарубежных странах. Определяющим при принятии решений о технической модернизации тех или иных областей техники в нашей стране должен быть учет местных климатических и географических условий, существующего задела в области научно-технического обеспечения планируемых нововведений, существующая ресурсная база. Подходы к развитию водородной энергетики, предлагаемые в западных странах, базируются в настоящее время, в основном, на использовании солнечно-ветровой энергетики. Отработка технологий водородной энергетики проводится с целью использования ее в качестве резервирования при развитии возобновляемой энергетики в будущем.

В настоящее время резервирование возобновляемых источников в западных странах осуществляется сетью. В нашей стране этот метод может быть использован в достаточно ограниченных пределах. У нас примерно 60% территории, на которой проживают 20 млн человек, не имеет централизованного энергоснабжения. Именно на этих территориях организация распределенного энергоснабжения без использования привозных ископаемых топлив является насущной и первоочередной задачей.

Значительное место в развитии возобновляемых методов получения энергии отводится энергетическому использованию биомассы. В Западной Европе создаются плантации по выращиванию быстрорастущих деревьев, которые также должны использоваться в качестве возобновляемого энергетического топлива. Нам не надо создавать подобные плантации, поскольку на территории нашей страны находится примерно 24% мировых запасов древесины и около 50% торфа. Именно на базе данных ресурсов должен осуществляться переход на альтернативную энергетику в нашей стране. Для этого необходима разработка новых технологий энергетического использования биомассы, отвечающих современным требованиям по экологии.

ТЕХНОЛОГИЯ ТЕРМИЧЕСКОЙ КОНВЕРСИИ МЕСТНЫХ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ (ТОРФ, ДРЕВЕСНЫЕ И СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ, ОТХОДЫ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ) С ПОЛУЧЕНИЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ГАЗА С ВЫСОКИМИ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

Использование местных топливно-энергетических ресурсов экономически является более выгодным по отношению к централизованному энергоснабжению [3]. Сравнение параметров технико-экономической эффективности централизованной и распределенной энергетики представлено в [4]. В [3] также приведено описание новой технологии термической конверсии биомассы, разработанной в ОИВТ РАН, с получением энергетического газа, состоящего примерно на 90% из CO и H₂. Состав газов, получаемый по разрабатываемой технологии из различных видов биомассы, приведен в табл. 1.

Суммарное содержание H₂ + CO в получаемом газе составляет порядка 90%. При этом отношение H₂/CO для различных видов биомассы также различно. Продуктами процесса каталитической конверсии природного газа является также смесь водорода и окиси углерода.

По технологии ОИВТ РАН при переработке 1 кг биомассы различных видов производится порядка 1.0–1.2 м³ смеси CO и H₂. В дальнейшем такие же методы выделения водорода, которые используются в промышленности в процессах каталитической конверсии природного газа, могут быть использованы и в данной технологии, в которой водород производится из биомассы. При этом возникает вопрос о необходимых затратах тепловой энергии для процесса термической переработки биомассы и очистки получаемой смеси газов от окиси углерода. По оценкам, выполненным в ОИВТ РАН, на

Таблица 1.

Сырье для производства синтез-газа	Свойства синтез-газа	
	$H_2 + CO$, %	H_2 / CO
Древесные пеллеты	92	1.0
Торфяные пеллеты	90	1.2
Соломенные пеллеты	78	1.0
Пеллеты из лузги подсолнечника	80	1.2
Пометно-подстилочная масса	83	1.2
Осадки сточных вод	95	1.8
Опил (отходы целлюлозно-бумажного производства)	96	1.0
Кора древесная	92	1.6

основании экспериментальной апробации метода получения водорода при термической переработке биомассы, собственное тепловое потребление процесса может быть обеспечено за счет использования 15–20% горючих газов, получаемых в данном процессе.

Водород в максимальном соотношении к окиси углерода может быть получен из осадков сточных вод (табл. 1). В этом случае решаются две задачи: получение водорода и утилизация осадков сточных вод. Переработка данного вида отходов жизнедеятельности является большой проблемой в настоящее время. Как известно, хранилища иловых осадков сточных вод занимают значительные территории в нашей стране и оказывают вредное влияние на состояние окружающей среды. Предлагаемый метод позволяет решить эту проблему. При этом производится водород, который может быть использован для создания установок распределенной генерации, на которых будет производится экологически чистая электроэнергия.

Соотношение водорода и окиси углерода, полученное для осадков сточных вод, является оптимальным для получения из данной газовой смеси искусственных жидких топлив. Полученные в ОИВТ РАН экспериментальные результаты по конверсии данной смеси газов показали, что из одного кг осадков сточных вод при трехступенчатом синтезе может быть получено порядка 154 г бензина с октановым числом 92. У нас в стране достаточно много регионов, в которых имеются определенные трудности со снабжением жидкими топливами. И, как правило, в этих регионах имеются ресурсы осадков сточных вод. Предлагаемые технические решения эту проблему позволяют решить.

В таблице 1 приведены показатели, полученные при переработке различных видов отходов, в том числе сельскохозяйственных. Именно при переработке таких отходов с использованием разрабатываемых технологий могут быть получены продукты необходимые для решения проблем, связанных с переходом на безуглеродную энергетику. Это является главным трендом модернизации энергетических систем в настоящее время.

Идея переработки отходов в экологически чистое топливо может быть реализована не только по отношению к различным видам биомасс, но и применительно к переработке других видов отходов. В частности, к углеводородным газам, к которым могут быть отнесены попутные нефтяные газы (ПНГ), а также отходящие газы различных нефтехимических производств. К разряду “неперерабатываемых” могут быть отнесены газы низкодебитных месторождений, которые из-за низкого пластового давления не могут быть транспортированы с использованием трубопроводов. В этом случае необходима переработка данных газов непосредственно на месторождении.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЧИСТЫХ УГЛЕРОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ ДРЕВЕСНЫХ ОТХОДОВ И УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ (ПОПУТНЫХ ГАЗОВ)

В данном разделе изложены результаты, полученные при проведении исследований по разработке новой технологии получения углеродных материалов высокой чистоты и водорода, применительно к использованию в качестве одного из компонентов переработки древесины. В принципе, для этих целей могут быть использованы и другие виды биомассы, торф, древесные и сельскохозяйственные отходы, отходы жизнедеятельности различных видов. Данная технология может рассматриваться в качестве переработки различных видов биомассы в виде отходов с получением полезных продуктов. Суть разрабатываемого процесса заключается в получении углеродного композита, состоящего из углерода, входящего в состав биомассы (в рассматриваемом случае древесины), и углерода сырьевых газов. Процесс является двухстадийным. На первой стадии осуществляется термическая деструкция древесины с получением древесного угля пористой структуры. На второй стадии в пористой засыпке древесного угля осуществляется гетерогенное термическое разложение сырьевых газов с получением пироуглерода, который, откладываясь на внутренней и внешней поверхности пор древесного угля, превращает его в монолит с высоким содержанием углерода.

Разрабатываемый процесс прошел апробацию на экспериментальных установках ОИВТ РАН. Основным элементом установки для совместной термической переработки древесных отходов и углеводородов является высокотемпературная печь или реактор. Газы, подаваемые на крекинг, и измельченные (гранулированные) древесные отходы движутся в противотоке: отходы — сверху вниз, газы — снизу вверх. Выгрузка готового материала осуществляется в нижней части высокотемпературного реактора. Термическое разложение углеводородов происходит в нижней высокотемпературной зоне реактора. За счет тепла газообразных продуктов реакции термического разложения сырьевых газов, при движении в противотоке с измельченной древесиной и внешнего обогрева происходит получение древесного угля. Таким образом, в высокотемпературную зону древесина поступает уже в виде древесного угля. Крекинг попутных нефтяных газов (ПНГ) в среде высокопористого древесного угля осуществляется по линии образования пироуглерода, который, откладываясь в порах, образует углеродный монолит на каркасе (матрице) исходного древесного угля. В результате из пористой структуры древесного угля получается высокопрочный монолит с высоким содержанием углерода, состоящий из углерода древесины и углерода ПНГ. В выполненных экспериментах по совместной термической переработке сырьевых газов и древесных отходов содержание углерода в получаемом продукте находилось на уровне 96,0–99,9%.

Поскольку температурный диапазон термической диссоциации метана (основной составляющей ПНГ) с приемлемой скоростью составляет 950–1000°C, то максимальную температуру греющих газов можно ограничить величиной 1100°C. Указанный уровень температур предусматривает выполнение большей части корпуса реакционной зоны из нержавеющей стали.

Выгрузка готового материала осуществляется в нижней части реактора. Газообразные продукты реакции на 80–85% состоят из водорода. Получаемые в данном процессе углеродные материалы получили название “гранулированный пироуглерод”.

Основные физико-технические свойства нового материала (средние по десяти опытным партиям) приведены в табл. 2.

Плотность материала зависит от режимных параметров процесса переработки и может варьироваться в пределах от 0,7 до 1,8 г/см³. Перспективным направлением использования данной технологии является переработка попутных нефтяных газов (ПНГ). По минимальным оценкам, которые существуют в литературе, в стране еже-



Рис. 1. Фотография углеродных материалов, получаемых при совместной переработке биомассы (древесных отходов) и углеводородных (попутных) газов.

годно сжигается в факелах порядка 20 млрд м³ ПНГ. При использовании разрабатываемой технологии — совместной переработки углеводородных газов и биомассы — из данного объема ПНГ может быть получено порядка 15 млн тонн пироуглерода и 40 млрд м³ водорода, что составляет примерно 5% от мирового производства водорода в настоящее время.

Себестоимость углеродных материалов, получаемых при использовании попутных газов — \$80–110 за тонну. Цена углеродных материалов данного качества — с содержа-

Таблица 2.

Показатель	Значение
Влажность, %	0.28
Летучие, %	0.66
Зола, %	1.17
Сера, %	0.027
Углерод, %	97.92
Водород, %	0.20
Q, МДж/кг	32.48
Плотность, г/см ³	0.93

нием углерода более 96% — на внутреннем рынке РФ доходит до \$800 за тонну [5], на мировых рынках — до \$2000–5000 за тонну [6].

По имеющимся данным, несбалансированный спрос металлургической промышленности только западной Европы в чистых углеродных материалах подобного качества составляет около 8 млн тонн. При наличии биомассы (древесные и сельскохозяйственные отходы, торф) данная технология может рассматриваться в качестве одного из возможных направлений переработки природного и попутных нефтяных газов, а также природного газа низкодебитных месторождений.

Цены на углеродные материалы, получаемые по разрабатываемой технологии, значительно ниже, чем принятые в настоящее время в нашей стране и за рубежом цены на углеродные материалы подобного состава и ниже существующих цен на кокс.

Металлургическое производство, являющееся одним из главных потребителей топливно-энергетических ресурсов в стране, может стать значительным потребителем энергоресурсов, получаемых из биомассы.

За период с 2000 по 2020 гг. цена металлургического кокса в нашей стране возросла в четыре раза: с \$100 до \$400 за тонну. Идет активный поиск возможностей вовлечения в оборот новых месторождений коксующихся углей. Как известно, производство кокса из углей считается одним из самых экологически неблагоприятных. Материалы, получаемые по разрабатываемой технологии, могут рассматриваться в качестве заменителя металлургического кокса.

На рисунке 2 представлено изменение цен в период с 2000 г. по 2020 г. на чистые углеродные материалы, названные нами “гранулированный пироуглерод”. Приведены средние мировые и внутренние цены на углеродные материалы с содержанием углерода выше 96%, а также средние цены на кокс. Для РФ рассмотрены два сценария получения данного материала. При первом водород отпускается потребителю по ценам, которые являются средними по стране на водород подобного качества (нижняя граница цен); во втором случае водород не используется и сжигается в факеле (верхняя граница цен).

Как показывают технико-экономические оценки, производство пироуглерода является экономически выгодным даже при условии, что получаемый при этом водород не используется в энергетических процессах, а сжигается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С энергетическим использованием водорода в настоящее время связывают перспективы снижения отрицательного влияния на природное равновесие со стороны топливно-энергетического комплекса. Очевидно, что использование существующих технологий получения водорода, разработанных применительно к химической промышленности, для этих целей не является оптимальным. Необходима разработка новых методов получения водорода, отвечающих современным требованиям по экологической безопасности.

Одна из важных проблем настоящего времени — утилизация отходов. Получение водорода из отходов является перспективным направлением энергетической утилизации данного вида материалов. В статье рассмотрены возможные пути решения данной проблемы применительно к определенным видам отходов жизнедеятельности, древесным и сельскохозяйственным отходам, а также при использовании попутного нефтяного газа. В частности, показано, что использование в качестве сырья по разрабатываемым технологиям осадков сточных вод может стать эффективным и экономически обоснованным решением проблемы утилизации данного вида отходов.

Суть технологии совместного производства водорода с пироуглеродом состоит в создании армирующего каркаса, который в процессе карбонизации является матрицей для осаждения пироуглерода из парогазовой фазы.

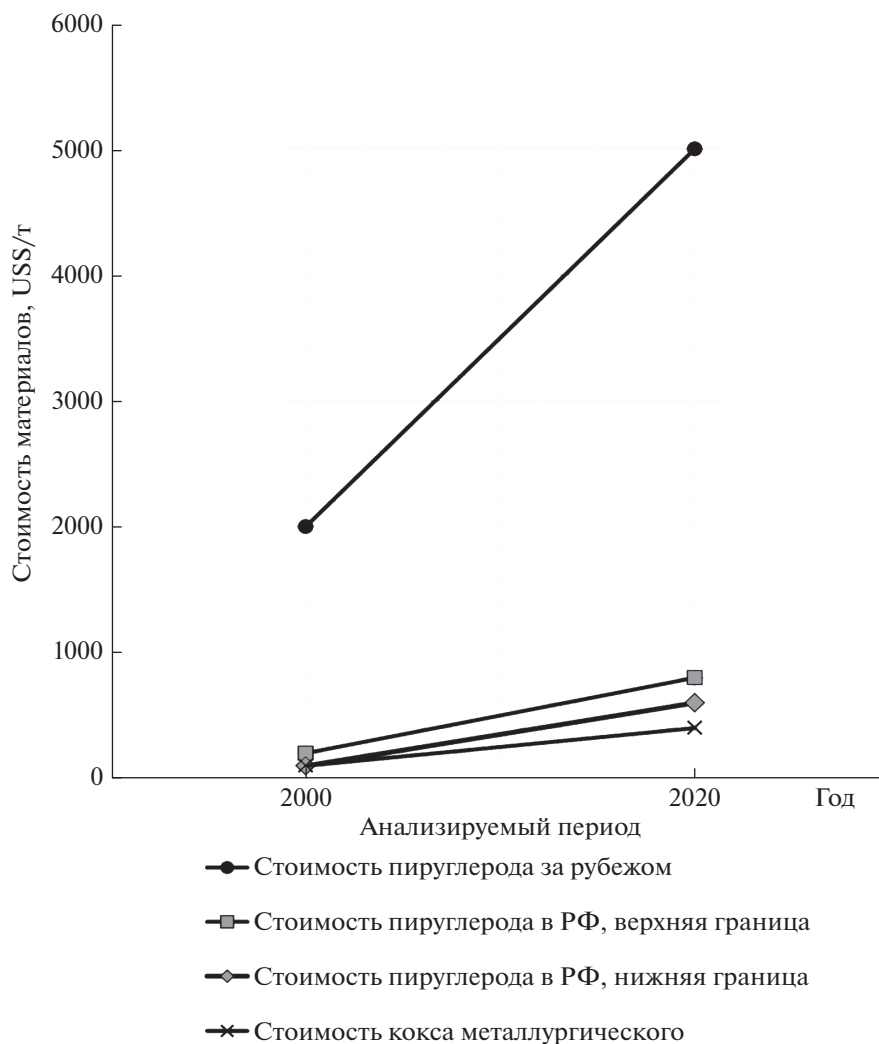


Рис. 2. Изменение цены на чистые углеродные материалы в период с 2000 по 2020 гг.

В качестве сырья для получения водорода традиционно используется природный газ. Получение водорода из природного газа связано с большими затратами. Значительные объемы водорода могут быть получены из попутных нефтяных газов. В нашей стране проблема утилизации ПНГ требует своего решения. Предлагаемая технология позволяет одновременно с водородом получать материалы, которые имеют высокую стоимость и пользуются большим спросом на международном и внутреннем рынках. Реализация данных подходов позволит сделать “водородную энергетику” выгодной с экономической точки зрения.

Рассматриваемые методы получения водорода и пироуглерода отработаны в ОИВТ РАН на крупномасштабных экспериментальных установках. Следующим шагом должна явиться опытно-промышленная отработка описанных технологий, по результатам которых будет разработана техническая документация, необходимая для орга-

низации промышленного производства установок данного назначения. Решение данных проблем позволит нашей стране, как это предполагается в Распоряжении Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р, войти в число мировых лидеров по производству и экспорту водорода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.10. 2020 № 2634-р.
2. Стенограмма встречи Президента России Путина В.В. с премьер-министром РФ Мишустиным М.В. // <http://kremlin.ru/events/president/news/64806>.
3. Зайченко В.М. Основные направления развития распределенной энергетики. Региональная энергетика и энергосбережение. 2019. № 1. С. 88–91.
4. Зайченко В.М., Чернявский А.А. Сравнение характеристик распределенных и централизованных схем энергоснабжения. Промышленная энергетика. 2016. № 1. С. 2–8.
5. Бизнес по утилизации отходов. М.: ООО “ЭкоПромСервис”, 2020.
6. Источник высокого качества пироуглерода / www.alibaba.com, 2020.

Hydrogen Energy and Waste Processing

V. M. Zaichenko^{a,*}, E. E. Son^a, and A. A. Chernyavskii^a

^aJoint institute for High Temperature of Russian Academy of Science, Moscow, Russia

*e-mail: zaitch@oivtran.ru

Anthropogenic influence on natural balance is one of the most demanded topics in modern practice of scientific and technical research. The world is moving towards low-carbon development. Hydrogen energy plays a significant role in this process. It is shown that the existing methods of hydrogen production, which are currently used in the chemical industry, cannot be effectively used in power engineering. It is necessary to develop new technologies that provide economically justified and environmentally friendly production of hydrogen for power engineering. Information on new methods of hydrogen production being developed at the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences is presented in this article.

Keywords: hydrogen, energy waste disposal, renewable energy sources, pyrocarbon, distributed energy

УДК 621.311:697.34

МЕТОДЫ И МОДЕЛИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИМИ СИСТЕМАМИ С АКТИВНЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

© 2021 г. В. А. Стенников¹, И. В. Постников^{1, *}, А. В. Пеньковский¹¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

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

Поступила в редакцию 09.03.2021 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

Работа посвящена решению ключевых методических задач функционирования локальных источников тепловой энергии активных потребителей в составе теплоснабжающих систем, касающихся оптимизации совместных режимов работы централизованных и локальных источников и обеспечения надежности и качества теплоснабжения потребителей на протяжении всего отопительного периода. Первая задача формулируется как поиск максимального экономического функционала, разделенного на две составляющие — затраты активного потребителя, включая эксплуатацию своего источника, и прибыль централизованного источника тепловой энергии. В качестве математического аппарата для решения этой задачи используются методы двухуровневого программирования (bi-level programming). Вторая проблема заключается в выборе оптимальной структуры функционального и элементного резерва в теплоснабжающей системе, включая локальные тепловые источники активных потребителей с учетом их возможности по обеспечению резерва мощности и времени при отказах в централизованной системе теплоснабжения. Предлагаются методы и модели для решения этой задачи, основанные на теории марковских случайных процессов и теории гидравлических цепей. Представлены результаты практических исследований, полученные с использованием разработанного методического аппарата. Показан возможный экономический эффект участия активного потребителя в совместной работе с централизованной системой теплоснабжения.

Ключевые слова: теплоснабжающая система, активный потребитель, оптимальное управление, двухуровневое программирование, обеспечение надежности, узловые показатели надежности

DOI: 10.31857/S0002331021030092

ВВЕДЕНИЕ

Интенсивное развитие энергетических и информационных технологий существенно повлияло на теорию построения энергосистем, ключевыми принципами которой стали интеграция разнотипных генераторов, интеллектуализация (способность системы на основе прогноза и анализа вырабатывать и реализовывать решения в сочетании с самообучаемостью) и усиление роли потребителя в энергоснабжении.

Последний принцип реализуется в рамках концепции активного потребителя (АП), функции которого заключаются в регулировании и оптимизации графика своего потребления с целью повышения эффективности и надежности как самого потребителя, так и всей энергосистемы. АП имеет свои источники и аккумуляторы энергии, кото-

рые позволяют на основании баланса потребностей и возможностей изменять объем и свойства (уровень надежности, потерь, качества и др.) получаемой энергии из системы.

Теоретические и практические исследования по тематике АП (в англоязычной литературе — prosumer) проводятся в основном зарубежными авторами. Среди этих исследований можно выделить работы [1–7], в которых рассматриваются различные аспекты функционирования, управления режимами АП в составе систем электроснабжения. В работах [8–10] рассматриваются некоторые вопросы работы АП в системах централизованного теплоснабжения. В целом, на основе анализа публикаций по тематике АП, которая является частью более общей теории создания интеллектуальных и интегрированных энергосистем (Smart Grid), можно заключить, что почти все эти исследования касаются электроэнергетических систем. Вместе с тем эти технологии не менее актуальны для теплоснабжающих систем (ТСС), которые являются крупнейшими потребителями топлива, особенно в России, где на цели теплоснабжения расходуется более 45% от общего расхода органического топлива.

Одной из основных целей включения АП (далее имеется в виду активный потребитель тепловой энергии) в состав ТСС является повышение эффективности и экономичности функционирования ТСС за счет управления оптимальным распределением загрузки между централизованными источниками тепловой энергии (ИТ) и источниками АП. Кроме того, создание в системе АП со своими ИТ обеспечивает дополнительный резерв мощности и времени, что позволяет сократить нагрузку на централизованные ИТ и повысить тем самым качество и надежность теплоснабжения как самих потребителей, так и функционирования системы в целом.

В настоящей работе предлагаются методы решения этих двух ключевых задач, возникающих при функционировании ТСС с участием АП: 1) управление совместными режимами функционирования ИТ ТСС и ИТ АП; 2) обеспечение надежности ТСС с учетом функций АП. Постановка первой задачи состоит в распределении тепловой нагрузки между системными централизованными источниками тепловой энергии (ИТ) и локальными ИТ, принадлежащими АП, в соответствии с некоторыми критериями их экономической эффективности при обеспечении требуемых параметров функционирования системы. Для решения этой задачи предлагается двухуровневый подход, в рамках которого реализуется алгоритм поиска параметров системы, которым соответствует равновесное решение, удовлетворяющее взаимодействующим субъектам системы (ИТ ТСС и ИТ АП). Вторая задача заключается в определении такой структуры (распределения по системе) значений параметров надежности элементов ТСС (интенсивностей отказа и восстановления), которая обеспечивает требуемый уровень надежности теплоснабжения потребителей, в том числе и АП с учетом их дополнительного резерва, при минимальных затратах на достижение этих параметров в диапазоне их допустимых значений. Для решения этой задачи предлагается методика, основанная на использовании узловых показателей надежности (ПН), методов теорий гидравлических цепей и марковских процессов, теплофизических моделей процессов теплопередачи и некоторых общих закономерностей теплофикации. Последовательность решения поставленных задач следующая: на первом этапе определяются загрузки ИТ (как системных, так и АП) в различных режимах в течение расчетного периода, а на втором, с учетом полученной структуры распределения мощностей, определяются оптимальные параметры надежности элементов системы, необходимые для обеспечения требуемого уровня надежности теплоснабжения потребителей. Далее подробно рассмотрены математические формализации, предлагаемые для решения поставленных в работе задач.

ДВУХУРОВНЕВАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ТСС С УЧАСТИЕМ АП

При введении в состав ТСС АП со своими ИТ изменяется организационная модель функционирования системы. В этих условиях появляется необходимость рассматри-

вать задачу управления на двух уровнях — как с позиции централизованных ИТ, так и с позиции АП со своей генерацией.

Математическое решение задачи управления ТСС с участием АП осуществляется на основе методов двухуровневого программирования (bi-level programming) [11–13].

Структура управления ТСС с участием АП, основанная на иерархическом двухуровневом подходе, состоит в следующем. На первом уровне решается задача минимизации затрат АП, представляющая собой сумму затрат на покупку тепловой энергии из системы и затрат собственных ИТ на производство тепловой энергии. Второй уровень управления соответствует системе, для которой ставится задача максимизации прибыли, определяемой как выручка от продажи тепловой энергии, произведенной на централизованных ИТ, за вычетом затрат на ее производство.

Взаимодействие ТСС и АП происходит по следующей схеме:

1. АП передает в систему запрос на необходимое ему количество тепловой энергии.
2. Система передает ценовое предложение, полученное в соответствии со своей целью максимизации прибыли.
3. АП выбирает оптимальное распределение долей нагрузки для их покрытия из системы и собственными ИТ в соответствии со своей целью минимизации затрат и вновь передает запрос по нагрузке.

В результате такого цикла определяется равновесие, удовлетворяющее обоим субъектам взаимодействия.

Двухуровневая оптимизационная модель управления ТСС с участием АП формулируется следующим образом:

1. Целевые функции:

$$F_{\text{obj}}^{(1)} = \sum_{j \in J} \sum_{\tau \in T} (c_{j\tau}^h q_{j\tau}^{\text{sys}} + \alpha_j q_{j\tau}^2 + \beta_j q_{j\tau} + \gamma_j) \rightarrow \min, \quad (1)$$

$$F_{\text{obj}}^{(2)} = \sum_{j \in J} \sum_{\tau \in T} c_{j\tau}^h q_{j\tau}^{\text{sys}} - \sum_{i \in I} \sum_{\tau \in T} (\alpha_i q_{i\tau}^2 + \beta_i q_{i\tau} + \gamma_i) \rightarrow \max. \quad (2)$$

2. График нагрузки потребителя:

$$q_{oj\tau} = q_{oj}[1 - (1 - \omega_j)(\tau/\tau_o)^{\sigma_j}], \quad j \in J, \quad \tau \in T. \quad (3)$$

3. Модель потокораспределения в ТСС:

$$Ax_{\tau} = q_{\tau}, \quad \tau \in T, \quad (4)$$

$$\bar{A}^T p_{\tau} = h_{\tau} - H_{\tau}, \quad \tau \in T, \quad (5)$$

$$SX_{\tau}x_{\tau} = h_{\tau}, \quad \tau \in T. \quad (6)$$

4. Балансы потоков тепловой энергии:

$$\sum_{i \in I} q_{i\tau} - \sum_{j \in J} q_{oj\tau} = 0, \quad \tau \in T, \quad (7)$$

$$q_{oj\tau} = q_{j\tau}^{\text{sys}} + q_{j\tau}, \quad j \in J, \quad \tau \in T. \quad (8)$$

5. Ограничения на переменные и параметры:

$$q_{oj\tau} > 0, \quad q_{j\tau}^{\text{sys}} \geq 0, \quad c_{j\tau}^h > 0, \quad j \in J, \quad \tau \in T, \quad (9)$$

$$0 \leq q_{j\tau} \leq q_{j\max}, \quad j \in J, \quad \tau \in T, \quad (10)$$

$$q_{i\min} \leq q_{i\tau} \leq q_{i\max}, \quad i \in I, \quad \tau \in T, \quad (11)$$

$$p_{j\min} \leq p_{j\tau} \leq p_{j\max}, \quad j \in J, \quad \tau \in T. \quad (12)$$

Здесь j – потребитель тепловой энергии; J – множество потребителей тепловой энергии (включая АП); i – централизованный ИТ; I – множество централизованных ИТ; τ – момент времени, соответствующий количеству часов с заданной нагрузкой потребителей, τ (необходимо уточнить, что величина τ является условным моментом времени, который соответствует интервалу времени в часах, в течение которого действует тепловая нагрузка заданного уровня); τ_0 – момент времени, соответствующий полному (суммарному) количеству часов расчетного периода (как правило, отопительного периода или года), ч; T – множество моментов времени, соответствующих количеству часов с заданной нагрузкой; $F_{obj}^{(1)}$ – целевая функция первого уровня (потребитель), руб.; $F_{obj}^{(2)}$ – целевая функция второго уровня (система), руб.; $c_{j\tau}^h$ – цена на тепловую энергию для потребителя j в момент времени τ , руб./ГДж; $q_{j\tau}^{sys}$ – часть тепловой нагрузки потребителя j , покрываемая из системы (централизованными ИТ) в момент времени τ , ГДж/ч; $q_{j\tau}$ – часть тепловой нагрузки потребителя j , покрываемая собственными ИТ (только для АП) в момент времени τ , ГДж/ч; $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j$ – коэффициенты функции затрат собственного ИТ АП j ; $q_{i\tau}$ – производительность i -го централизованного ИТ в момент τ , ГДж/ч; $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ – коэффициенты функции затрат i -го централизованного ИТ; $q_{oj}, q_{o\tau}$ – расчетная (максимальная) и соответствующая моменту времени τ тепловая нагрузка потребителя j , ГДж/ч; ω_j, σ_j – коэффициенты неравномерности графика тепловой нагрузки потребителя j ; A – матрица соединений линейно независимых узлов тепловой сети (ТС); $\bar{A}^T$ – полная транспонированная матрица соединений узлов и ветвей ТС; x_τ – вектор расходов теплоносителя на ветвях ТС в момент τ , т/ч; q_τ – вектор расходов в узлах сети в момент времени τ , т/ч; p_τ – вектор узловых давлений тепловой сети в момент времени τ , мм в.ст.; h_τ – вектор потерь напоров на ветвях сети в момент времени τ , мм в.ст.; H_τ – вектор действующих напоров на источниках в момент времени τ , мм в.ст.; S, X_τ – диагональные матрицы коэффициентов гидравлических сопротивлений ветвей, м/(с² т²), и абсолютных значений расходов на них, т/ч, в момент времени τ ; $q_{i\min}, q_{i\max}$ – минимальное и максимальное значения производительности i -го централизованного ИТ, ГДж/ч; $q_{j\max}$ – максимальное значение производительности собственного ИТ потребителя j (для АП), ГДж/ч; $p_{j\min}, p_{j\max}$ – минимальное и максимальное значения давления теплоносителя в узлах-потребителях j , мм в.ст.

Искомыми параметрами в функциях (1)–(2) являются величины $q_{j\tau}^{sys}, q_{j\tau}, q_{i\tau}$, а также цены $c_{j\tau}^h$, определяемые равновесным решением для системы и потребителя. С помощью формулы (3) задается нагрузка потребителя в каждый расчетный момент времени на основе формулы Россандера [14]. Система уравнений (4)–(6) представляет собой модель потокораспределения, записанную в матричной узловой форме согласно теории гидравлических цепей (ТГЦ) [15]. Части выражений в (1) и (2), описывающие затраты на производство тепловой энергии на ИТ, представлены в виде квадратичных зависимостей, которые выводятся на основе аппроксимации фактических данных по отпуску тепловой энергии и соответствующих ему затрат ИТ на органическом топливе методом наименьших квадратов.

Представленная задача (1)–(12) с помощью методов, представленных в [16–18], может быть преобразована к следующему виду:

Найти:

$$F_{obj\tau}^{(1)} = c_{j\tau}^h q_{j\tau} + \sum_{j \in J_i} (\alpha_j q_{j\tau}^2 + \beta_j q_{j\tau} + \gamma_j) \rightarrow \min, \quad i \in I, \quad \tau \in T, \quad (13)$$

при условиях:

$$q_{i\tau} = (c_{i\tau}^h - \beta_i) / 2\alpha_i, \quad i \in I, \quad \tau \in T, \quad (14)$$

$$q_{oj\tau} = q_{oj}[1 - (1 - \omega_j)(\tau/\tau_o)^{\sigma_j}], \quad j \in J, \quad \tau \in T, \quad (15)$$

$$Ax_\tau = q_\tau, \quad \tau \in T, \quad (16)$$

$$\bar{A}^\tau p_\tau = h_\tau - H_\tau, \quad \tau \in T, \quad (17)$$

$$SX_\tau x_\tau = h_\tau, \quad \tau \in T, \quad (18)$$

$$\sum_{i \in I} q_{i\tau} - \sum_{j \in J} q_{oj\tau} = 0, \quad \tau \in T, \quad (19)$$

и ограничениях:

$$q_{oj\tau} > 0, \quad c_{i\tau}^h > 0, \quad j \in J, \quad i \in I, \quad \tau \in T, \quad (20)$$

$$0 \leq q_{j\tau} \leq q_{j\max}, \quad j \in J, \quad \tau \in T, \quad (21)$$

$$q_{i\min} \leq q_{i\tau} \leq q_{i\max}, \quad i \in I, \quad \tau \in T, \quad (22)$$

$$p_{j\min} \leq p_{j\tau} \leq p_{j\max}, \quad j \in J, \quad \tau \in T. \quad (23)$$

Здесь $F_{\text{obj}}^{(1)}$ — целевая функция первого уровня, определяемая в момент времени τ , руб./ч; $c_{i\tau}^h$ — цена на тепловую энергию, производимую на i -м централизованном ИТ в момент времени τ , руб./ГДж. Выражение (14) получено в результате дифференцирования функции (2) и в качестве решения принята точка ее экстремума.

Таким образом, после преобразований задача управления ТСС с участием АП вида (13)–(23) представляет собой, в отличие от первоначальной формы, традиционную задачу математического программирования.

Решение сформулированной задачи базируется на основе метода покоординатной релаксации (метод наискорейшего спуска) с использованием внутри цикла простой итерации при сведении задачи многомерной оптимизации к одномерной с пошаговой процедурой улучшения решений по объемам производства тепла всеми источниками тепла.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ФОРМАЛИЗАЦИЯ ЗАДАЧИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТСС С УЧЕТОМ ФУНКЦИЙ АП

Решение поставленной проблемы основано на понятии интегрального параметра надежности элементов системы. Под интегральным параметром надежности элементов понимается интенсивность их отказа или восстановления, имеющая усредненное для этих элементов значение, при котором обеспечивается требуемый уровень ПН.

Итак, математическая формулировка оптимизации надежности ТСС с учетом функций АП представляется следующим образом:

Найти:

$$F_{\text{obj}} = \sum_{n \in N} f_{n\lambda}(\lambda_n) + \sum_{n \in N} f_{n\mu}(\mu_n) \rightarrow \min, \quad (24)$$

при следующих условиях и ограничениях:

$$\bar{\lambda}_j = \frac{\ln(1/R_{oj})}{\tau_o} \left([1 - N_s(1 - K_{oj})] \sum_{s \in E} M_s^{\sigma_j} \right)^{-1} \sum_{s \in E} L_s^{\sigma_j}, \quad (25)$$

$$M_s = \left(\frac{1 - \bar{q}_{sj} + \varphi_j t_{sj} / q_{oj}}{1 - \omega_j} \right) - \left(\frac{\varphi_j (C_1 - C_2 \exp B_j)}{C_3 q_{oj} (1 - \exp B_j) l - \omega_j} \right), \quad s \in E, \quad (26)$$

$$L_s = \left(\frac{1 - 1/q_{oj}}{1 - \omega_j} \right) \times \left(q_{sj} + \varphi_j t_{sj} - \varphi_j \frac{C_1 - C_2 \exp B_j}{C_3 (1 - \exp B_j)} \right), \quad s \in E, \quad (27)$$

$$C_1 = t_{oj}(1 - \bar{q}_{sj}), \quad C_2 = t_{j \min} - t_{oj} \bar{q}_{sj}, \quad C_3 = 1 - \bar{q}_{sj}, \quad (28)$$

$$\bar{q}_{sj} = q_{oj} / (q_{sj}^{\text{sys}} + q_{sj}'), \quad s \in E, \quad j \in J, \quad (29)$$

$$B_j = 1 / [(\varepsilon_j + \Delta \varepsilon_j) \bar{\mu}_j], \quad j \in J, \quad (30)$$

$$\bar{\lambda}_j \sum_{s \in E} p_s = \sum_{n \in N} \sum_{s \in E(n)} \lambda_n p_s, \quad j \in J, \quad (31)$$

$$\bar{\mu}_j \sum_{s \in E} p_s = \sum_{n \in N} \sum_{s \in E(n)} \mu_n p_s, \quad j \in J, \quad (32)$$

$$p_s \left(\sum_{n \in N(s)} \lambda_n + \sum_{n \in N(s)} \mu_n \right) = \sum_{z \in E(s)} \left(\sum_{n \in N(z)} p_z \lambda_n + \sum_{n \in N(z)} p_z \mu_n \right), \quad s \in E, \quad (33)$$

$$A x_s = q_s, \quad s \in S, \quad (34)$$

$$\bar{A}_s^T p_s = h_s - H_s, \quad s \in S, \quad (35)$$

$$S X_s x_s = h_s, \quad s \in S, \quad (36)$$

$$\lambda_n^{\min} \leq \lambda_n \leq \lambda_n^{\max}, \quad n \in N, \quad (37)$$

$$\mu_n^{\min} \leq \mu_n \leq \mu_n^{\max}, \quad n \in N. \quad (38)$$

Здесь F_{obj} — целевая функция, руб.; $f_{n\lambda}(\lambda_n)$, $f_{n\mu}(\mu_n)$ — функции затрат на обеспечение параметров надежности элементов (интенсивностей их отказов и восстановления) соответственно, руб.; R_{oj} и K_{oj} — нормативные (требуемые) узловые ПН [19] — вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответственно; $\bar{\lambda}_j$ и $\bar{\mu}_j$ — интегральные интенсивности отказа и восстановления для потребителя j соответственно, $1/\text{ч}$; τ_0 — момент времени, соответствующий полному количеству часов отопительного периода, ч; N_s — число состояний системы; s — номер состояния системы; E — множество состояний системы; ω_j, σ_j — коэффициенты неравномерности графика тепловой нагрузки потребителя j [14]; φ_j — коэффициент удельных теплопотерь для потребителя j , ГДж/(ч °C); t_{sj} — текущая (фактическая) температура внутреннего воздуха для потребителя j в состоянии s системы, °C; $\bar{q}_{sj}$ — относительная подача тепловой энергии потребителю j в состоянии s системы, ГДж/ч; t_{oj} — расчетная температура внутреннего воздуха для потребителя j , °C; $t_{j \min}$ — минимально допустимая температура внутреннего воздуха для потребителя j , °C; q_{sj}^{sys} — часть тепловой нагрузки потребителя j , покрываемая из системы (централизованными ИТ) в состоянии s системы, ГДж/ч; q_{sj}' — производительность собственного ИТ АП j в состоянии s системы, ГДж/ч; ε_j — коэффициент тепловой аккумуляции потребителя j , ч [20]; $\Delta \varepsilon_j$ — дополнительный пассивный временной резерв АП, ч; $L_s, M_s, C_1, C_2, C_3, B_j$ — принятые сокращения выражений; p_s — вероятность состояния s системы; n — номер элемента систе-

мы; N — множество элементов системы; $E(n)$ — подмножество состояний системы, из которых возможен переход, связанный с отказом или восстановлением элемента n ; λ_n, μ_n — интенсивности отказа и восстановления элемента n , 1/ч; p_z — вероятность состояния z системы (разделение состояний на s и z необходимо для записи системы уравнений случайного процесса); $N(s)$ — подмножество элементов системы, отказ или восстановление которых соответствует непосредственному переходу системы из состояния s в какое-либо другое состояние s ; $N(z)$ — подмножество элементов системы, отказ или восстановление которых соответствует непосредственному переходу системы из состояния z в какое-либо другое состояние s ; $E(s)$ — подмножество состояний системы, из которых возможен непосредственный переход в состояние s ; A_s — матрица соединений линейно независимых узлов ТС при условиях аварийного состояния s системы (с учетом отказа какого-либо элемента); $\bar{A}_s^T$ — полная транспонированная матрица соединений узлов и ветвей ТС при условиях аварийного состояния s системы; x_s — вектор расходов теплоносителя на ветвях сети при условиях аварийного состояния s системы, т/ч; q_s — вектор расходов в узлах сети при условиях аварийного состояния s системы, т/ч; p_s — вектор узловых давлений тепловой сети при условиях аварийного состояния s системы, мм в.ст.; h_s — вектор потерь напоров на ветвях сети при условиях аварийного состояния s системы, мм в.ст.; H_s — вектор действующих напоров на источниках при условиях аварийного состояния s системы, мм в.ст.; S, X_s — диагональные матрицы коэффициентов гидравлических сопротивлений ветвей, составленные из величин гидравлических сопротивлений ветвей и абсолютных значений расходов на них; $\lambda_n^{\min}, \lambda_n^{\max}$ — ограничения на технически возможные значения интенсивностей отказов элементов, 1/ч; $\mu_n^{\min}, \mu_n^{\max}$ — ограничения на технически возможные значения интенсивностей восстановления элементов, 1/ч.

Для получения зависимостей (25)–(27), определяющих связь между интегральными параметрами надежности элементов, использованы формулы для расчета узловых ПН ТСС [19], уравнение Россандера, определяющее годовой график тепловых нагрузок потребителей [14], а также некоторые базовые закономерности теплофикации теплообеспечения [20].

Математический метод решения сформулированной задачи определяется, главным образом, видом целевой функции F_{obj} (24), которая в соответствии с поставленной задачей выражается суммой функций затрат на обеспечение значений параметров надежности ее элементов (24). Определение типа и параметров этих функций представляет собой отдельную технико-экономическую задачу и осуществляется методами аппроксимации данных о стоимости работ по установке оборудования с различными характеристиками надежности, по его резервированию, по созданию аварийных и восстановительных служб (АВС) и прочих способов обеспечения надежности ТСС. Обычно эти функции представляются в виде степенных зависимостей. Показатель q'_{sj} в выражении (29) определяет резерв АП и может быть фиксированным и соответствовать расчетному (требуемому) значению производительности собственных ИТ АП, а может быть переменным и учитывать отказы их элементов, приводящие к снижению их производительности, при этом множество состояний системы необходимо дополнить соответствующими отказами. Выбор способа учета показателя q'_{sj} зависит от исходных характеристик надежности оборудования ИТ АП: если значения потока отказов для его оборудования значительно ниже, чем для системного оборудования ТСС, то отказы на ИТ АП можно не учитывать, а q'_{sj} принимать фиксированным в соответ-

ствии с требуемой их производительностью при заданном аварийном теплоснабжении потребителя.

Вероятности состояний системы определяются из решения уравнений марковского процесса (33), описывающего структуру событий в ТСС. Марковские модели являются обоснованным и универсальным аппаратом для оценки надежности восстанавливаемых систем. Обоснованность применения стационарной марковской модели, а также другие аспекты использования аппарата марковских случайных процессов в задачах надежности ТСС более подробно рассмотрены в работах [19, 21–24].

Послеаварийный гидравлический режим определяется установившимся после отключения аварийного элемента потокораспределением в ТС, расчет которого осуществляется методами ТГЦ [15] с помощью модели потокораспределения, представленной в узловой матричной форме (34)–(36). Моделирование аварийной ситуации в некотором состоянии s системы производится путем исключения из расчетной схемы элемента, отказ которого соответствует этому состоянию.

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ

Тестовая схема ТСС, представленная на рис. 1а, состоит из двух источников тепловой энергии (ИТ1, ИТ2), семи потребителей (узлы 1–7), один из которых является активным (АП6), и кольцевой ТС из 18 участков. Нагрузка АП6 составляет 400 ГДж/ч, при этом мощность собственного ИТ составляет 200 ГДж/ч. Укрупненные элементные схемы обоих централизованных ИТ идентичны и показаны на рис. 1б и состоят из следующих основных элементов (для ИТ1): котла 19, турбины 20, сетевых подогревателей 21 и 23 и сетевых насосов 22 и 24. Указанные номера элементов соответствуют ИТ1, для ИТ2 они назначены по порядку с 25 по 30.

Теплоснабжение АП6 осуществляется от ИТ1 согласно гидравлическому расчету системы, поэтому задача оптимального управления распределением загрузки источников решается на уровне взаимодействия этих субъектов. Согласно представленной в методической части работы модели управления поиск оптимального соотношения источников снабжения узла АП6 производится для каждого момента времени τ в рамках отопительного периода, принятого равным 6000 ч. Предполагается, что АП6 имеет собственный ИТ на органическом топливе, для которого задана квадратичная функция затрат с коэффициентами аппроксимации: $\alpha_j = 0.108$ руб./ $(\text{ГДж})^2$, $\beta_j = 131$ руб./ (ГДж) , $\gamma_j = 10240$ руб. Производственные затраты ИТ1 также описываются квадратичной функцией с коэффициентами аппроксимации: $\alpha_i = 0.077$ руб./ $(\text{ГДж})^2$, $\beta_i = 76$ руб./ (ГДж) , $\gamma_i = 12800$ руб.

В таблице 1 представлены результаты оптимальной загрузки источников в рассматриваемой схеме ТСС для АП6 в течение всего отопительного периода с шагом 1000 ч. Эти данные наглядно демонстрирует рис. 2а, где показан график тепловых нагрузок АП6 с выделением объемов тепловой энергии, производимой на ИТ1 и ИТ АП6. На рис. 2б показан график затрат на теплоснабжение АП6, рассчитанных как без участия, так и с участием собственного ИТ АП6 в его теплоснабжении.

Как видно из рис. 2а и табл. 1, собственный ИТ АП6 функционирует в пиковой части нагрузок потребителя, обеспечивая подачу тепловой энергии до 180.6 ГДж/ч в максимуме нагрузки потребителя. Далее его загрузка сокращается и к моменту, соответствующему 2000 ч, становится равной нулю. Суммарное потребление тепловой энергии АП6 за отопительный период составляет 1026.5 тыс. ГДж, из них от централизованного ИТ1 – 890.7 тыс. ГДж (86.8%), а от собственного ИТ – 135.9 тыс. ГДж (13.2%).

Экономический эффект от функционирования ИТ АП6 соответствует площади фигуры, ограниченной двумя графиками затрат на рис. 2б. Так, суммарные затраты за отопительный период без ИТ АП6 составляют 283.5 млн руб., а с его учетом – 262 млн руб.; та-

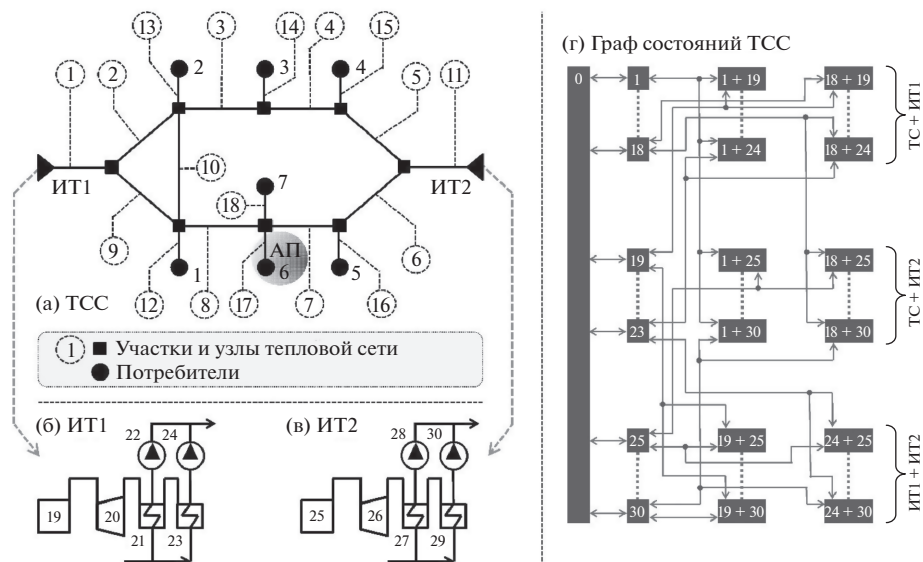


Рис. 1. Тестовый пример ТСС: (а) общая схема ТСС; (б) и (в) принципиальные схемы централизованных ИТ; (г) граф состояний системы и переходов между ними.

ким образом, экономический эффект от применения ИТ АП6 составил 21.6 млн руб. или 7.6%.

Моделирование случайного процесса функционирования ТСС осуществляется при условии, что поток событий в ТСС является простейшим, а формирование множества состояний ограничено учетом совместного отказа не более двух элементов из разных подсистем ТСС (ТС, ИТ1 и ИТ2). Ориентированный граф, отражающий структуру состояний ТСС и переходов между ними, в сокращенном виде изображен на рис. 1г. Номера состояний на графе соответствуют отказавшим элементам в соответствии со схемами на рис. 1а, рис. 1б и рис. 1в. Вероятности этих состояний определяются из решения системы из 283 уравнений марковского процесса вида (33).

Таблица 1. Результаты оптимального распределения источников покрытия тепловой нагрузки АП6 в течение отопительного периода

Показатели	Число часов отопительного периода, ч						
	1	1000	2000	3000	4000	5000	6000
Нагрузка потребителя АП6, ГДж/ч	400	244.3	189.9	150	117.4	89.4	64.4
Загрузка ИТ1, ГДж/ч	219.4	187	187	150	117.4	89.4	64.4
Загрузка ИТ АП6, ГДж/ч	180.6	57.3	2.9	0	0	0	0
Затраты на теплоснабжение АП6 без учета собственного ИТ, тыс. руб./ч	152.9	71.1	49.2	35.4	25.5	17.9	12
Затраты на теплоснабжение АП6 с учетом собственного ИТ, тыс. руб./ч	116.3	63.9	48.9	0	0	0	0
Экономия затрат от использования ИТ АП6, тыс. руб./ч	36.6	7.2	0.3	0	0	0	0

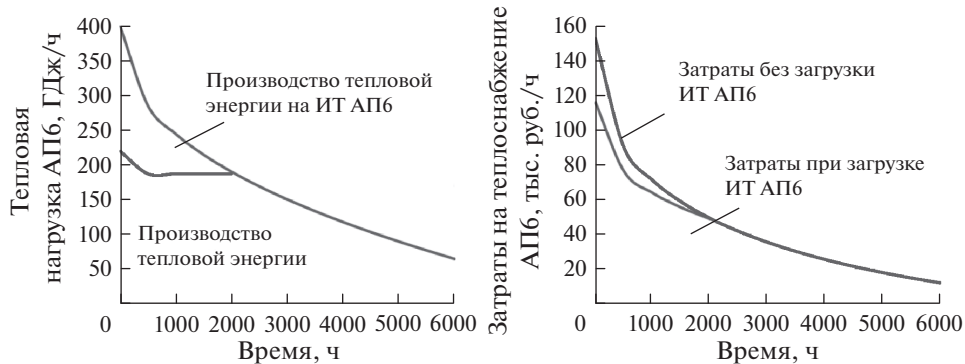


Рис. 2. Результат решения задачи управления для тестовой схемы ТСС с участием АП: (а) оптимальная нагрузка ИТ АП6 и ИТ1 в течение отопительного периода; (б) график затрат на производство тепловой энергии для АП6.

Оптимизация параметров надежности ТСС производится при выполнении следующих нормативных значений узловых ПН [19]: $K_{oj} = 0.97$ и $R_{oj} = 0.905$. Диапазоны возможных значений оптимизируемых параметров надежности элементов ТСС заданы следующими: интенсивность отказа 0.0002–0.0025 1/ч; интенсивность восстановления 0.007–0.09 1/ч. Степенные функции затрат на повышение надежности элементов ТСС, формирующие целевую функцию (24), получены на основе аппроксимации справочных данных по составу и удельной стоимости резервных элементов ТСС, формированию и содержанию АВС различного состава [19, 21].

На рисунке 3 представлен результат поиска оптимального соотношения интегральных параметров надежности элементов ТСС (график 1), соответствующих минимальным затратам на обеспечение надежности по системе при выполнении требуемых ПН. Графики 2 и 3 отражают изменение затрат на обеспечение требуемого уровня надежности теплоснабжения без учета и с учетом функционирования ИТ АП6 соответственно. Полученное решение для рассматриваемой схемы ТСС (точка А) соответствует следующим значениям интегральных параметров надежности: интенсивность отказа – 0.0012 1/ч, интенсивность восстановления – 0.048 1/ч. По элементам системы интегральные параметры распределены согласно уравнениям (31) и (32) в следующем диапазоне значений: интенсивность отказа 0.0004–0.0016 1/ч; интенсивность восстановления 0.025–0.07 1/ч. При этом затраты на обеспечение надежности составляют 35.4 млн руб. без участия ИТ АП6 и 33.7 млн руб. с его участием. Экономический эффект от применения одного АП6 в рассматриваемой системе составляет 1.6 млн руб. или 4.5%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Актуальность исследований на тему активного потребителя тепловой энергии обусловлена объективными проблемами в теплоснабжении, связанными с низкой экономичностью действующих систем, недостаточным качеством и надежностью теплоснабжения потребителей особенно в условиях технологического развития и роста нагрузок.

В работе сформулированы две методические задачи, касающиеся функционирования АП в составе ТСС. Первая задача связана с управлением режимами АП в ТСС и заключается в экономически выгодном распределении источников покрытия нагрузки потребителя как за счет системных централизованных ИТ, так и собственных

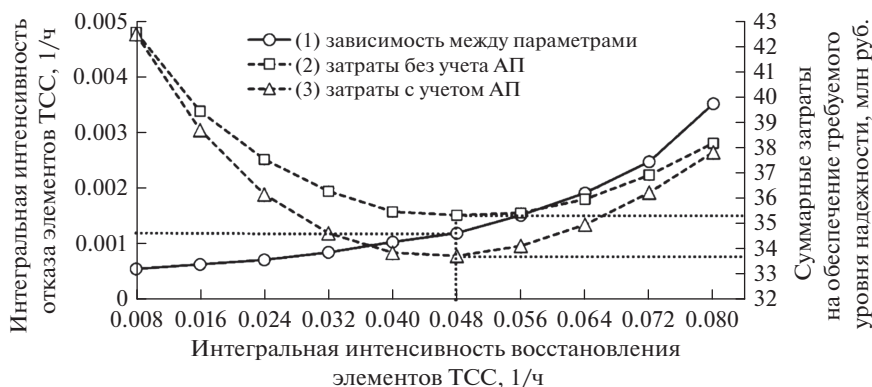


Рис. 3. Поиск оптимального соотношения интегральных параметров надежности элементов ТСС с участием АП.

ИТ АП. Для решения данной задачи использован математический аппарат двухуровневого программирования, наиболее точно описывающий организационную модель взаимодействия системы и активного потребителя, а также методы теории гидравлических цепей. Вторая задача заключается в обеспечении надежности ТСС с учетом функций АП как способа дополнительного резерва тепловой мощности и времени за счет собственных ИТ. Для решения этой задачи использованы узловые ПН, аппарат марковского случайного процесса, модели теории гидравлических цепей и закономерности теплофикации и теплофизических процессов при теплоснабжении.

Прикладная значимость разработанных методов и моделей подтверждена расчетами, проведенными на тестовой схеме ТСС с характеристиками, приближенными к реальным системам. Полученные результаты показали возможность получения экономического эффекта при использовании собственного ИТ АП как при управлении нагрузкой, так и при обеспечении надежности. Предварительные оценки эффективности применения АП в ТСС, полученные в проведенных тестовых расчетах, дают основу к дальнейшим исследованиям в этой области. В частности, это касается выбора оптимального количества и мощности ИТ АП, учета надежности их функционирования и влияния на надежность всей системы, и других задач, которые позволят получить более обоснованную оценку целесообразности внедрения АП в теплоснабжении.

Исследования выполнены в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в рамках проектов государственного задания № FWEU-2021-0002, регистрационный номер AAAA-A21-121012090012-1 фундаментальных исследований СО РАН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhang Ni, Yan Yu, Su W. A game-theoretic economic operation of residential distribution system with high participation of distributed electricity prosumers // *Applied Energy*. 2015. V. 154. P. 471–479.
2. Perkovic L., Mikulcic H., Duic N. Multi-objective optimization of a simplified factory model acting as a prosumer on the electricity market // *J. Cleaner Production*. 2017. V. 167. P. 1438–1449.
3. Yang H., Xiong T., Qiu J. et al. Optimal operation of DES/CCHP based regional multi-energy prosumer with demand response // *Applied Energy*. 2016. V. 167. P. 353–365.
4. Zafar R., Mahmood A., Razzaq S. et al. Prosumer based energy management and sharing in smart grid // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. V. 82. P. 1675–1684.
5. Ødegaard Ottesen S., Tomasgard A., Fleten S.-E. Prosumer bidding and scheduling in electricity markets // *Energy*. 2016. V. 94. P. 828–843.
6. Vergados D.J., Mamounakis I., Makris P., Varvarigos E. Prosumer clustering into virtual microgrids for cost reduction in renewable energy trading markets // *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 2016. V. 7. P. 90–103.

7. Prakash L., Kumari S. P.R., Chandran S. et al. Self-sufficient Smart Prosumers of Tomorrow // *Procedia Technology*. 2015. V. 21. P. 338–344.
8. Brange L., Englund J., Lauenburg P. Prosumers in district heating networks – A Swedish case study // *Applied Energy*. 2016. V. 164. P. 492–500.
9. Brand L., Calvén A., Englund J. et al. Smart district heating networks – A simulation study of prosumers' impact on technical parameters in distribution networks // *Applied Energy*. 2014. V. 129. P. 39–48.
10. Kauko H., Kvalsvik K.H., Rohde D. et al. Dynamic modeling of local district heating grids with prosumers: A case study for Norway // *Energy*. 2018. V. 151. P. 261–271.
11. Ершова М.С. Введение в двухуровневое программирование / Уч. пособие. Иркутск: ИГУ, 2006. 76 с.
12. Bard J.F. *Practical Bilevel Optimization* / Dordrecht, Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1998. 488 p.
13. Mazidi P., Tohidi Y., Ramos A., Sanz-Bobi M.A. Profit-maximization generation maintenance scheduling through bi-level programming // *European J. Operational Research*. 2018. V. 264(3). P. 1045–1057.
14. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем / Новосибирск: Наука, 1985. 222 с.
15. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей / М.: Наука, 1985. 278 с.
16. Stennikov V.A., Khamisov O.V., Pen'kovskii A.V. Optimizing the Heat Market on the Basis of a Two-Level Approach // *Thermal Engineering*. 2011. V. 58. № 12. P. 1043–1048.
17. Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В. Методы управления теплоснабжением потребителей в условиях рынка // *Известия РАН. Энергетика*. 2009. № 3. С. 27–36.
18. Penkovskii A.V., Stennikov V.A., Khamisov O.V., Mednikova E.E., Postnikov I.V. Search for a Market Equilibrium in the Oligopoly Heat Market // *Energy Procedia*. 2017. V. 105. P. 3158–3163.
19. Надежность систем теплоснабжения / Справ., отв. ред. Сеннова Е.В. Новосибирск: Наука, 2000. 360 с.
20. Соколов В.Я. Теплофикация и тепловые сети / М.: Издательство МЭИ, 1999. 472 с.
21. Postnikov I., Stennikov V., Mednikova E., Penkovskii A. Methodology for optimization of component reliability of heat supply // *Applied Energy*. 2017. in press.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.073>
22. Stennikov V.A., Postnikov I.V. Methods for the integrated reliability analysis of heat supply // *Power Technology and Engineering*. 2014. V. 47(6). P. 446–453.
23. 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*, Vasant P., Voropai N.I., editors. Hershey PA: Engineering Science Reference (an imprint of IGI Global). 2016. P. 102–126.
24. Postnikov I.V., Stennikov V.A., Mednikova E.E., Penkovskii A.V. A methodology for optimization of component reliability of heat supply systems // *Energy Procedia*. 2017. V. 105. P. 3083–3088.

Methods and Models of Optimal Control of Heat Supply Systems with Prosumers

V. A. Stennikov^a, I. V. Postnikov^{a, *}, and A. V. Penkovskii^a

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

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

The paper considers two problem in the framework of researches the prosumers in district heating systems. The first problem is the load distribution in the district heating systems with prosumers. The research suggests a bi-level model for solving this problem to determine an optimal balance between the load of district heat sources and prosumer-owned heat sources. The second problem is the reliability ensuring of heating to consumers through the optimal distribution of reliability parameters among components of system, considering the capabilities of the prosumer to supply part of load by their heat sources. The methods and models are suggested to solve this problem. They are based on the theory of random processes, theory of hydraulic circuits and basic laws of cogeneration. The case study results obtained by using the developed methodology are presented. A potential economic benefit and reliability effect of involving the prosumer is demonstrated in the case study. The conclusions and directions for further research are formulated.

Keywords: district heating system, heat prosumer, optimal operating, bi-level programming, reliability ensuring, nodal reliability indices

УДК 662.6/.9

ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМОВ И УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА НА ОСНОВЕ УЧЕТА РЕАКЦИОННОЙ СПОСОБНОСТИ ЕГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ДИОКСИДОМ УГЛЕРОДА И ВОДЯНЫМ ПАРОМ

© 2021 г. Е. А. Бойко¹, *, А. В. Страшников¹, **¹ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», Красноярск, Россия

*e-mail: EBoiko@sfu-kras.ru

**e-mail: savtr@mail.ru

Поступила в редакцию 09.03.2021 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

На основе комплексного термического анализа канско-ачинских и кузнецких углей экспериментально получены кинетические параметры процесса газификации коксового нелетучего остатка при взаимодействии с углекислым газом и водяным паром. Установлено, что наблюдается прямо пропорциональная зависимость между максимальной скоростью реагирования коксового остатка с CO_2 и H_2O в исследованной температурной области 600–1300°C и максимальной скоростью выделения летучих веществ ($W_{\text{л}}^{\text{max}}$), а также повышенная склонность коксовых остатков канско-ачинских углей к участию в реакциях с CO_2 и H_2O . Показано, что полученные характеристики реакционной способности коксовых остатков по отношению к углекислому газу и водяному пару могут быть использованы для расчетной оценки протекания процессов термохимического превращения топлива и научно-обоснованного определения оптимальных условий и режимов его газификации в реальных газогенерирующих установках. Предложена технология и техническое решение для многостадийной термохимической обработки твердого органического топлива, предусматривающие организацию трех последовательных стадий в рамках единой конструкции газогенератора с индивидуальными условиями газификации и подводом теплоты при температурах процесса 400, 600 и 800°C.

Ключевые слова: кинетика, реакционная способность, твердое органическое топливо, газификация, коксовый остаток, углекислый газ, водяные пары, двухрежимный газогенератор

DOI: 10.31857/S0002331021030031

ВВЕДЕНИЕ

Совершенствованию технологии производства и потребления энергии, вырабатываемой на твердом органическом топливе (бурые и каменные угли, древесина, твердые бытовые отходы), уделяется значительное внимание в энергетической отрасли и жилищно-коммунальном хозяйстве. Существующие проблемы энергетического использования твердых органических топлив в значительной степени можно решить за счет их газификации для получения синтез-газа с последующей выработкой электрической и тепловой энергии в газопоршневых или газотурбинных установках. Хорошая

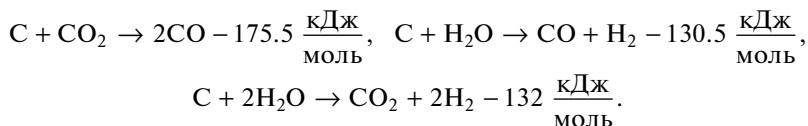
воспламеняемость газообразных продуктов газификации, их удовлетворительная калорийность, высокая реакционная способность и экологическая безопасность открывают широкие возможности для применения данной технологии на электрогенерирующих установках небольшой мощности в системах малой распределенной энергетики при использовании твердых топлив местных месторождений. Однако, вопросы влияния режимов и способов реализации процесса газификации твердого органического топлива на показатели энергетической эффективности газогенерирующего оборудования, надежности его эксплуатации и экологической безопасности требуют дальнейших исследований.

Скорость термохимического превращения твердого органического топлива за счет его термической деструкции и газификации во многом зависит от средней температуры процесса, которая может быть повышена ступенчатым подводом продуктов сгорания к потоку угольной пыли. Экспериментально доказано [1], что достигается значительно более высокая скорость конверсии, если топливо в этом процессе продолжают нагревать. В [1] приведены данные, свидетельствующие о том, что топливо, нагреваемое в процессе газификации от 600 до 700°C, имеет в два раза более высокую реакционную способность, чем при поддержании постоянной температуры 700°C. Полагают, что при газификации топлива и активированном повышении температуры, образуются промежуточные соединения, которые существенно изменяют механизм реакции по сравнению с условиями, имеющимися при постоянной температуре.

В данной статье для практического обоснования эффективности организации ступенчатого подвода тепла в процессе газификации твердого органического топлива выполнено сравнение возможных вариантов реализации данного процесса в газогенерирующей установке на основе исследования и учета кинетики процесса взаимодействия топлива с диоксидом углерода и водяным паром. Для каждого варианта принято ограничение по максимальной температуре зоны газификации после смешения топлива с высокотемпературными газообразными продуктами.

Следует отметить, что при разработке научно-обоснованных рекомендаций по выбору наиболее оптимальных способов и режимов газификации твердых органических топлив необходимо установить связь между качеством исходного топлива и его реакционной способностью по отношению к CO_2 и H_2O .

Помимо процессов испарения влаги, термического разложения твердого органического топлива, а также первичных реакций взаимодействия углерода коксовой основы и выделившихся летучих веществ с кислородом, которыми обусловлено образование CO , H_2O и CO_2 в области высоких температур, например, при газификации топлива в газогенерирующих установках или в ядре пылеугольного факела, особенно в зоне активного горения камерных топок с жидким шлакоудалением, со значительными скоростями протекают и вторичные реакции восстановления CO_2 и H_2O . Это – гетерогенные эндотермические многостадийные реакции, протекающие на поверхности [2]:



Вследствие соударения атомов и молекул с поверхностью нелетучих остатков и благодаря значительным валентным силам образуются промежуточные комплексы. Последние стимулируют электронный перенос, обеспечивая сильные связи между газом и нелетучим коксовым остатком, т.е. хемосорбцию [3]. Экспериментальные исследования реакций углерода с газами [4] свидетельствуют о том, что на поверхности нелетучих остатков диссоциируют и хемосорбируются атомы, а не молекулы. При этом можно говорить об аналогии между хемосорбированным комплексом в гетерогенной реакции и радикалом в гомогенной кинетике. В обоих случаях создаются промежуточ-

ные активные соединения. В связи с вышеизложенным эффективным инструментом для определения реакционной способности коксовой основы топлива по отношению к CO_2 и H_2O может служить применение комплексного термического анализа [5].

Также, как и в случае использования O_2 в качестве окислителя, неізотермическая кинетика взаимодействия коксовой основы с CO_2 и H_2O позволяет обойти необходимость учета изменения поверхности реагирования по мере развития процесса [6]. Последнее обстоятельство, оказывающее решающее влияние на оценку константы скорости реагирования при $T = \text{const}$ учитывается в неізотермических условиях осреднением кинетических параметров на всем температурном интервале взаимодействия окислителя с нелетучим остатком.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕАКЦИОННОЙ СПОСОБНОСТИ

Для изотермического процесса реагирования CO_2 и H_2O в объеме коксовой частицы, согласно [7], уравнения скорости реакции имеют соответствующий вид:

$$W_{\text{CO}_2} = \frac{dC_{\text{CO}_2}}{d\tau} = \alpha k_{\text{CO}_2} (P_{\text{CO}_2})^n (1 - C_{\text{CO}_2}), \quad (1)$$

$$W_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{dC_{\text{H}_2\text{O}}}{d\tau} = \alpha k_{\text{H}_2\text{O}} (P_{\text{H}_2\text{O}})^n (1 - C_{\text{H}_2\text{O}}), \quad (2)$$

где α — относительная, доступная для реагирования, поверхность пор; k_{CO_2} , $k_{\text{H}_2\text{O}}$ — константа скорости процесса взаимодействия соответственно CO_2 и H_2O с нелетучим коксовым остатком; P_{CO_2} , $P_{\text{H}_2\text{O}}$ — соответственно концентрации CO_2 и H_2O ; C_{CO_2} , $C_{\text{H}_2\text{O}}$ — текущие значения относительного превращения углерода нелетучего остатка при взаимодействии с CO_2 и H_2O .

Пропорциональность скорости реагирования окислителя учитывается показателем степени n . Влияние концентрации на скорость процесса подробно исследовано в работе Г.Де Соэте [8]. Классическая работа Е.С. Головиной [9] также выполнялась при различных концентрациях CO_2 и H_2O в потоке — 25, 50 и 100%. В работе [9] установлено, что влияние концентрации CO_2 и H_2O существенно сказывается при температурах реагирования 1350°C и выше. Обработка К. Вином и сотрудниками [10] экспериментальных данных по газификации углей разных месторождений, полученных различными авторами, показала, что скорости реакции газификации коксовой основы углекислым газом и водяным паром в низкотемпературной области (до 1700°C) можно принимать по первому порядку реакции от концентрации CO_2 и H_2O при давлениях ниже и в пределах атмосферного, и по нулевому — при давлениях больше 1.5 МПа.

Уравнения (1) и (2) применимы при отсутствии диффузионных осложнений в объеме коксовой частицы (чисто кинетический режим) [11] при температурах процесса газификации ниже 1350°C, присущих условиям большинства газогенерирующих установок. С увеличением температуры процесса (более 1700°C) они начинают сказываться существенно, что приводит к необходимости вводить дополнительную поправку (фактор эффективности, по [9]), учитывающий изменение концентрации CO_2 и H_2O по глубине реагирования.

Использование комплексного термического анализа для оценки реакционной способности коксового остатка натуральных углей по отношению к CO_2 и H_2O в неізотермических условиях позволяет на основе уравнений (1) и (2) без специальной оцен-

Таблица 1. Кинетические параметры процесса взаимодействия нелетучих остатков канско-ачинских и кузнецких углей с CO_2

Марка угля	Температура максимума реакции, t_{max} , °C	Максимальная скорость реакции, W_{max} , мг/(г · град)	Энергия активации, E , кДж · моль ⁻¹	Вероятностный фактор, k_0 , м · с ⁻¹
Бородинский	990	6.16	214.0	7.9×10^6
Назаровский	1000	7.61	221.9	3.8×10^6
Березовский (рядовой)	980	7.54	210.1	5.5×10^6
Березовский (окисленный)	980	7.88	211.2	6.2×10^6
Березовский (сажистый)	990	8.14	208.5	2.4×10^6
Кузнецкий Г	1030	2.35	230.5	4.7×10^8
Кузнецкий СС	1080	0.7	229.4	0.5×10^8
Кузнецкий Т	1000	0.45	209.2	2.6×10^8

ки коэффициента α и, используя в низкотемпературной области первый порядок реагирования, оценить константу скорости процессов (см³/(моль · с)) по выражениям:

$$k_{\text{CO}_2} = \frac{W_{\text{CO}_2}}{P_{\text{CO}_2}(C_0 - C_{\text{CO}_2})}, \quad (3)$$

$$k_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{W_{\text{H}_2\text{O}}}{P_{\text{H}_2\text{O}}(C_0 - C_{\text{H}_2\text{O}})}, \quad (4)$$

где C_0 — общее количество прореагировавшего коксового материала.

Уравнения (3) и (4) имеют вид, аналогичный уравнению, использованному ранее для оценки кинетических характеристик взаимодействия коксового остатка с кислородом воздуха (O_2) [6]. Константа скорости k , также как и в случае реакции $\text{C} + \text{O}_2$, учитывает изменение начальной концентрации реагирующих с CO_2 и H_2O активных центров углеродной поверхности с увеличением температуры процесса, а также изменение площади поверхности реагирования коксовых частиц в процессе выгорания в неизотермических условиях [12].

Для определения реакционной способности нелетучего коксового остатка по отношению к углекислому газу и водяному пару использовались фракции бородинского, березовского и назаровского углей Канско-Ачинского и марок Г, СС и Т Кузнецкого бассейнов размером от 1 до 3 мм. Характеристика исследованных углей представлена в табл. 1. Предварительно исходные образцы угля подвергались термическому разложению на установке комплексного термического анализа с использованием термогравиметрического анализатора TGA-701 фирмы Лесо в инертной среде (Ge) при скорости нагрева $\beta = 10$ град/мин. Непосредственно из термограмм рассчитывались: максимальная скорость выделения летучих веществ ($W_{\text{л}}^{\text{max}}$, мг/(г · град), соответствующая ей температура ($T_{\text{л}}^{\text{max}}$, °C). Аналогичные характеристики при термическом разложении бородинского угля составили $W_{\text{л}}^{\text{max}} = 1.672$ мг/(г · град), $T_{\text{л}}^{\text{max}} = 440^\circ\text{C}$; березовского угля $W_{\text{л}}^{\text{max}} = 1.65$ мг/(г · град), $T_{\text{л}}^{\text{max}} = 440^\circ\text{C}$; назаровского угля $W_{\text{л}}^{\text{max}} = 1.58$ мг/(г · град), $T_{\text{л}}^{\text{max}} = 430^\circ\text{C}$; кузнецкого Г $W_{\text{л}}^{\text{max}} = 2.1$ мг/(г · град), $T_{\text{л}}^{\text{max}} = 440^\circ\text{C}$; кузнецкого СС $W_{\text{л}}^{\text{max}} = 0.375$ мг/(г · град), $T_{\text{л}}^{\text{max}} = 520^\circ\text{C}$; кузнецкого Т $W_{\text{л}}^{\text{max}} = 0.212$ мг/(г · град),

$T_{\text{л}}^{\text{max}} = 575^{\circ}\text{C}$. Эти результаты находятся в соответствии с данными, полученными при исследовании бурых и каменных углей других месторождений [6, 13].

Нелетучие остатки канско-ачинских и кузнецких углей, полученные при термическом анализе в инертной среде с конечной температурой нагрева 900°C , затем подвергались на установке комплексного термического анализа обработке диоксидом углерода и водяным паром в условиях непрерывного подъема температуры. Скорость нагрева в опытах по определению реакционной способности коксовых остатков по отношению к CO_2 и H_2O составляла 5 град/мин; концентрация $\text{CO}_2 = 100\%$, $\text{H}_2\text{O} = 100\%$ (при атмосферном давлении); масса навески — 150 мг; расход CO_2 в печь термогравиметрического анализатора составлял 220–240 см³/мин, расход $\text{H}_2\text{O} = 250\text{--}290$ см³/мин. В качестве объектодержателя использовались стандартные керамические тарельчатые тигли [11]. Определение оптимальных условий проведения комплексного термического анализа угольного вещества, минимизирующих влияние диффузионных процессов основано на выполнении расчетных и экспериментальных исследования влияния теплообмена на поверхности образца, скорости нагрева, массы навески и размера пылеугольных частиц на характер термогравиметрических кривых [6]. Анализ полученных результатов позволил установить минимальную чувствительность терморегистрирующего прибора (0.0625 см/град), линейную скорость движения тренда (0.01 см/с), минимальный угол наклона термической кривой $t = f(\tau)$ к оси абсцисс (1°), оптимальный диапазон темпа нагрева навески ($\beta_{\text{опт}} = 0.018\text{--}20$ град/мин, где нижний предел обусловлен ограничением совокупности технических характеристик, верхний — инерционностью установки). С уменьшением размера пылеугольных частиц при постоянной скорости нагрева, величине навески и прочих равных условиях ширина и высота пика теплового эффекта увеличиваются, а температура, соответствующая максимальной скорости реакции, сдвигается в область более высоких температур. Экспериментально подтверждено предположение о независимости значения температуры начала термохимической реакции от условий проведения термоаналитического эксперимента. Для контроля и прогноза области протекания исследуемых процессов при выполнении комплексного термического анализа угольного вещества, обеспечивающего получение объективных кинетических характеристик широкого класса термохимических реакций в зависимости от наиболее значимых режимных факторов, обоснован и применен критерий, характеризующий отношение количества прореагировавшего вещества на единице поверхности в единицу времени (“потока реакции”) к диффузионному потоку через слой продукта

$$\frac{N}{q} = \frac{\mu m_0}{4\pi D_c r_0 r_n} \frac{(r_0 - r_n)}{(\mu\rho - [C_0])} \frac{d\alpha}{d\tau}, \quad (5)$$

где μ — стехиометрический коэффициент; m_0 — начальная масса исходного вещества, кг; D_c — коэффициент диффузии, м²/с; r_0 и r_n — соответственно начальный и текущий радиус пылеугольных частиц, м; ρ — плотность, кг/м³; $[C_0]$ — концентрация продуктов реакции в окружающей угольную частицу среде, кг/м³; τ — время, с; $\alpha = (m_0 - m)/m_0$ — доля прореагировавшего вещества; m — текущая массы навески, кг.

При $N/q \ll 1$ обеспечивается кинетический режим протекания термохимической реакции; при $N/q \approx 1$ реакция протекает в промежуточной области; при $N/q \gg 1$ — в диффузионной области. Согласно уравнению (5), факторы, определяющие режимные условия проведения комплексного термического анализа пылевидного твердого топлива, подбираются таким образом, чтобы гарантировать протекание исследуемого процесса в строго кинетической области.

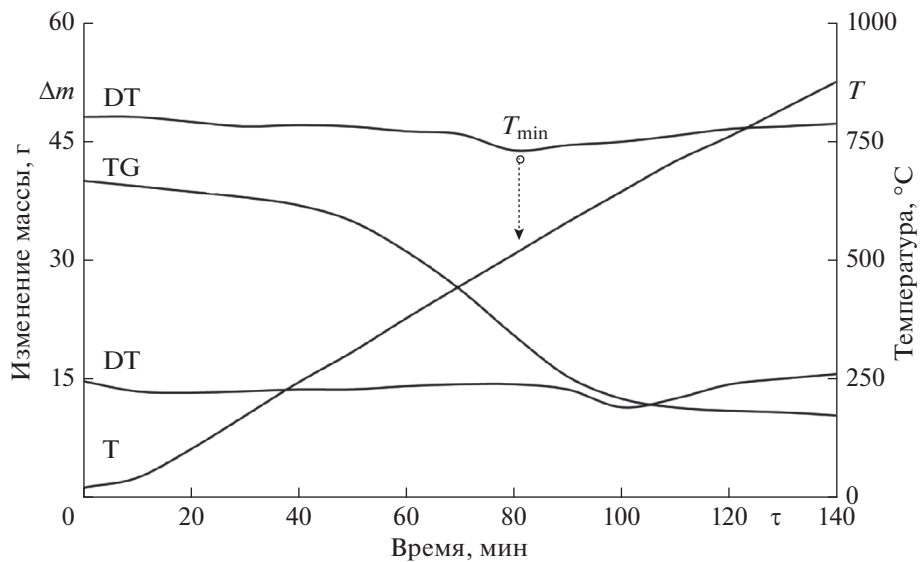


Рис. 1. Термограмма взаимодействия нелетучего остатка бородинского угля с углекислым газом (CO_2) при $\beta = 5$ град/мин.

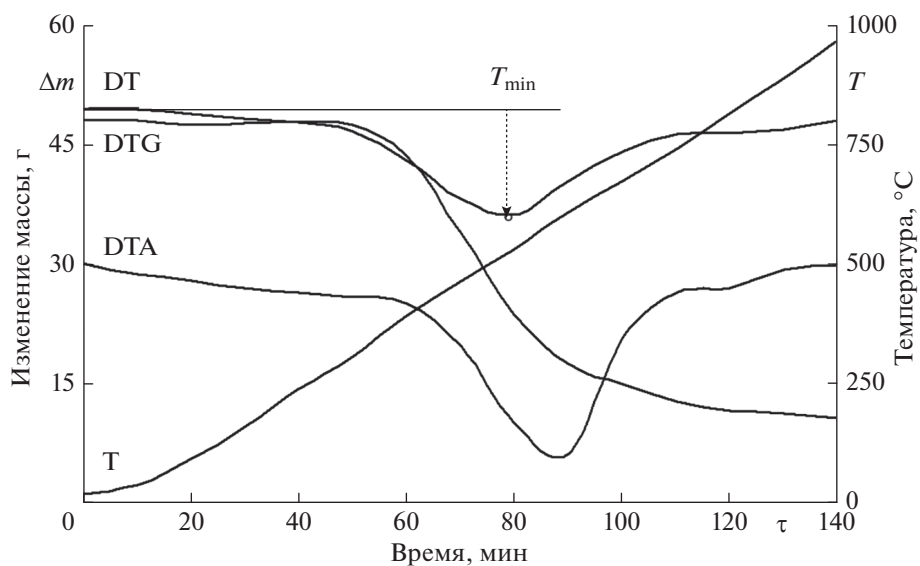


Рис. 2. Термограмма взаимодействия нелетучего остатка бородинского угля с водяным паром (H_2O) при $\beta = 5$ град/мин.

Термограммы процесса реагирования коксовой основы с CO_2 и H_2O на примере бородинского угля представлены на рис. 1 и 2. Обработка ТГ-, ДТГ- и Т-кривых, полученных в опытах, осуществлялась по методике, изложенной в работе [6]. Для расчета кинетических параметров взаимодействия CO_2 и H_2O с коксовым нелетучим остатком твердого органического топлива использовано уравнение (6):

$$k = \frac{Wd_i}{(C_0 - C)} \times 10^{-1}, \quad (6)$$

где k – константа скорости реакции горения коксовых частиц, м/ч; W – скорость реагирования по коксу (скорость убыли массы коксовой навески, определяемая по ДТГ-кривой) в i -ый момент времени (при i -ой температуре), мг/мин.

В связи с тем, что по мере газификации коксовых частиц изменяется размер частиц [14] в соответствии с формулой (7) площадь реагирования органической части с газифицирующим агентом, и, следовательно, при прочих равных условиях скорость реакции горения. Характер изменения размера реагирующей коксовой частицы от степени термохимического превращения нелетучего остатка в данной работе описывался зависимостью [6]:

$$d_i = d \sqrt[3]{\frac{C_0 - C}{C}}, \quad (7)$$

где d_i – текущий (по мере взаимодействия) размер коксовой частицы, м; C_0 – начальная масса нелетучего остатка, кг; C – текущая по мере термохимического превращения масса прореагировавшего кокса, кг.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Полученные зависимости $W_{\text{CO}_2}^{\max}$, $T_{\text{CO}_2}^{\max}$, E_{CO_2} , $k_{0\text{CO}_2}$ и $W_{\text{H}_2\text{O}}^{\max}$, $T_{\text{H}_2\text{O}}^{\max}$, $E_{\text{H}_2\text{O}}$, $k_{0\text{H}_2\text{O}}$ от содержания углерода на горючую массу (C^{daf}) дополненные данными других авторов [15, 16] представлены на рис. 3 и 4 и табл. 1 и 2. Как видно из рисунков, экстремальные значения этих величин приходятся на угли с $C^{\text{daf}} = 87\text{--}89\%$. Общий характер изменения кинетических параметров газификации коксовой основы согласуется с реакционной способностью при стандартном ее определении (рис. 5). На рисунке 5 в качестве показателя степени метаморфизма (ось абсцисс) использована средняя отражательная

Таблица 2. Кинетические параметры процесса взаимодействия нелетучих остатков канско-ачинских и кузнецких углей с H_2O

Марка угля	Температура максимума реакции, $t_{\max}$, °C	Максимальная скорость реакции, $W_{\max}$, мг/(г · град)	Энергия активации E , кДж · моль ⁻¹	Вероятностный фактор, k_0 , м · с ⁻¹
Бородинский	700	1.25	191.4	2.6×10^5
Назаровский	675	1.18	189.4	2.9×10^5
Березовский (рядовой)	705	1.33	201.2	5.8×10^5
Березовский (окисленный)	440	1.15	198.2	4.2×10^5
Березовский (сажистый)	430	1.07	190.5	2.4×10^5
Кузнецкий Г	530	0.32	276.3	1.7×10^7
Кузнецкий СС	575	0.25	284.4	2.5×10^7
Кузнецкий Т	560	0.27	286.2	2.6×10^7

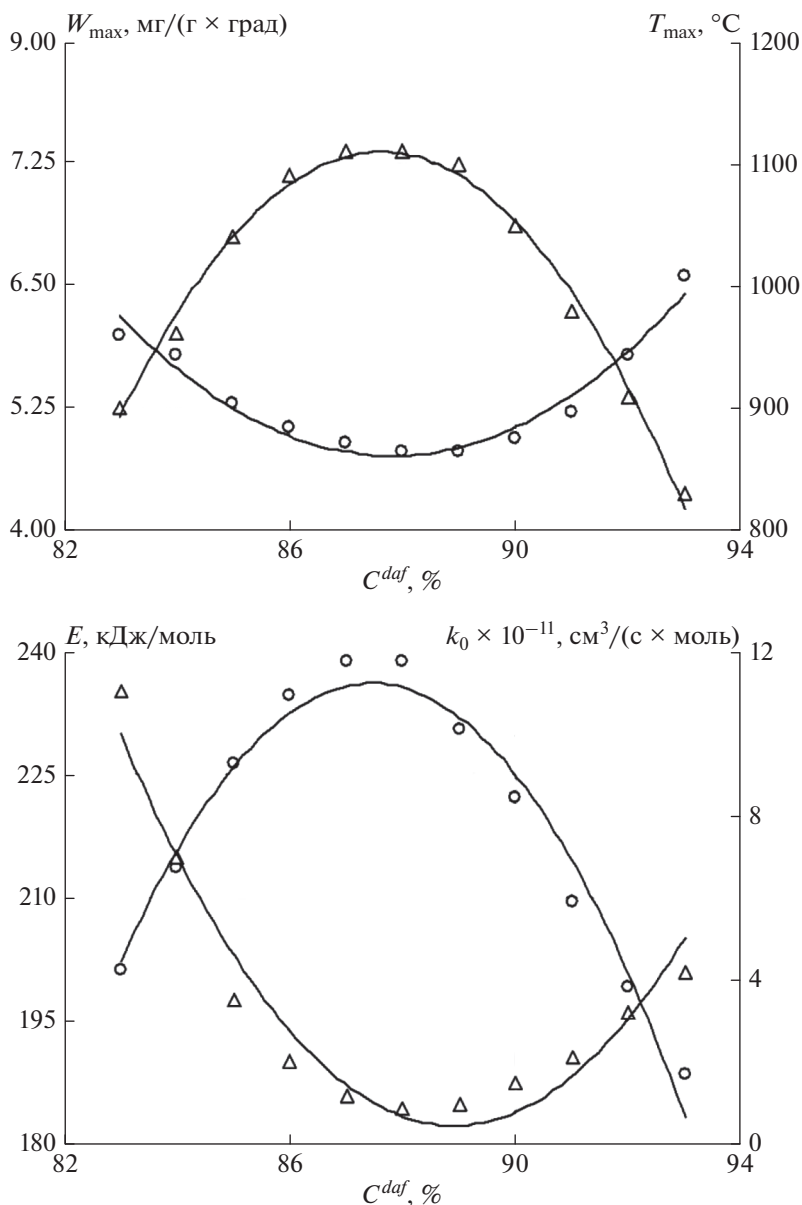


Рис. 3. Кинетические параметры взаимодействия CO_2 с коксовыми остатками углей по данным комплексного термического анализа: $\circ$ – соответственно $W_{\max}$ (мг/(г · град)) и E (кДж/моль); $\triangle$ – соответственно $T_{\max}$ ($^{\circ}\text{C}$) и $k_0 \times 10^{-11}$ ($\text{см}^3/(\text{с} \cdot \text{моль})$).

способность углей по витриниту (R_0^{cp}). Для исследованных топлив (бородинский, березовский, назаровский уголь) величина R_0^{cp} соответственно равна: 0.87; 1.28; 1.84%. Кроме того, на рис. 3 и 4 представлены дополнительные данные о реакционной способности нелетучих остатков по отношению к CO_2 и H_2O некоторых каменных углей [6].

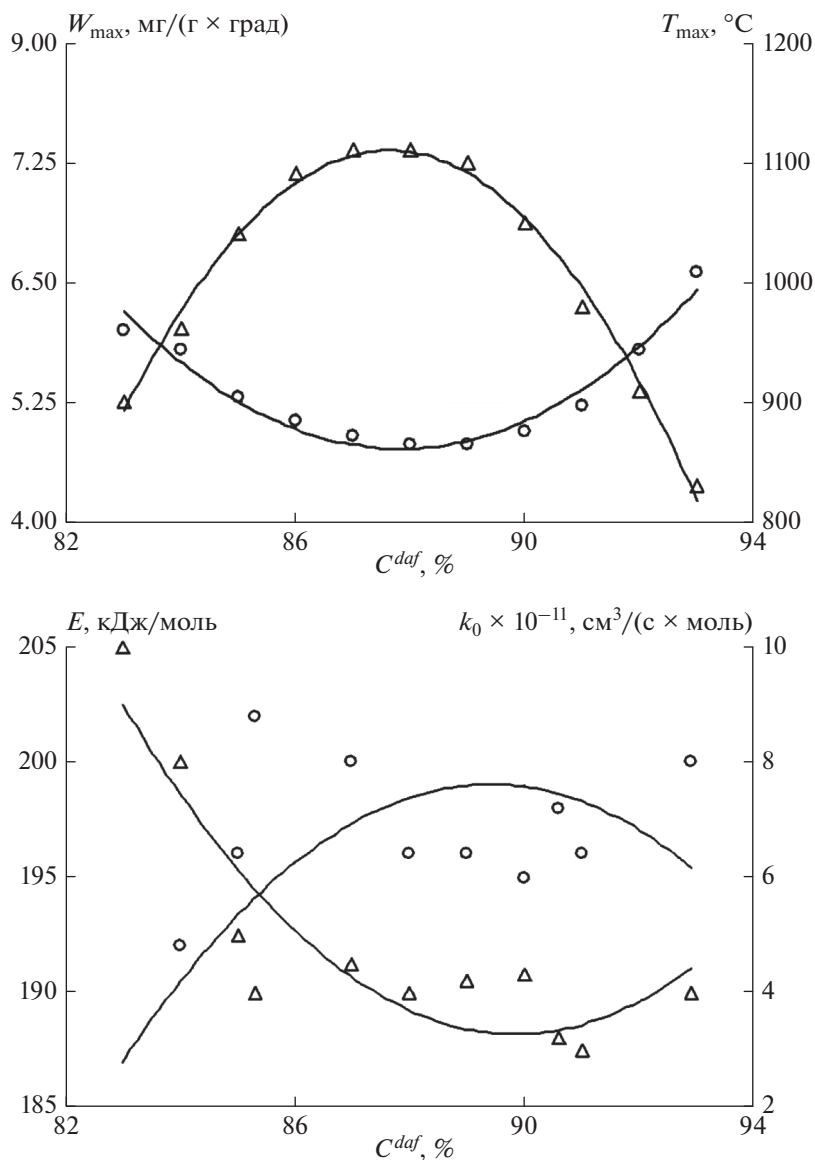


Рис. 4. Кинетические параметры взаимодействия H_2O с коксовыми остатками углей по данным КТА: $\circ$ — соответственно $W_{\max}$ ($\text{мг}/(\text{г} \cdot \text{град})$) и E ($\text{кДж}/\text{моль}$); $\triangle$ — соответственно $T_{\max}$ ($^\circ\text{C}$) и $k_0 \times 10^{-11}$ ($\text{см}^3/(\text{с} \cdot \text{моль})$).

По данным С.П. Родькина [17], для предварительной оценки реакционной способности коксового остатка по отношению к CO_2 и H_2O при использовании комплексного термического анализа в неизотермических условиях следует ориентироваться на величину максимальной скорости ($W^{\max}$, $\text{мг}/(\text{г} \cdot \text{град})$), оценка которой в данном случае не представляет затруднений. Значение $W^{\max}$ чувствительно к свойствам исходного материала, из которого получен коксовый остаток, а также к условиям его получения;

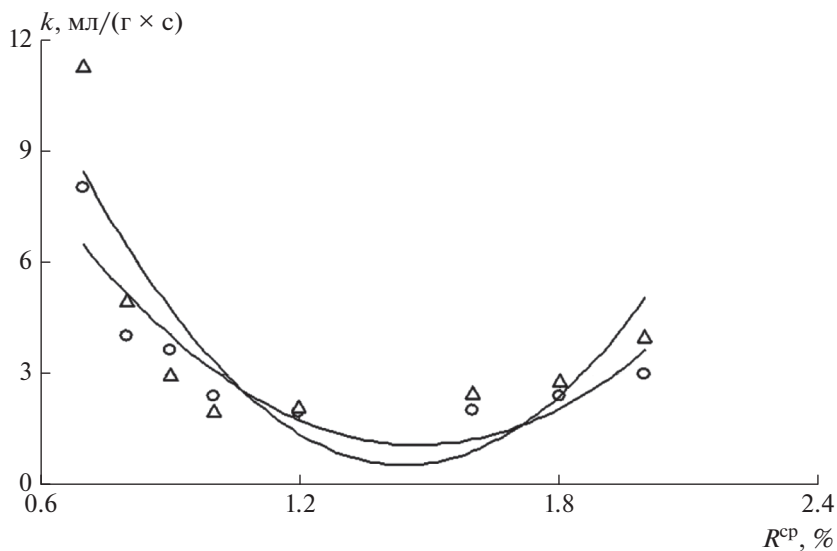


Рис. 5. Реакционная способность коксовых остатков канско-ачинских углей (стандартный метод): ○ — по отношению к CO₂; Δ — по отношению к H₂O.

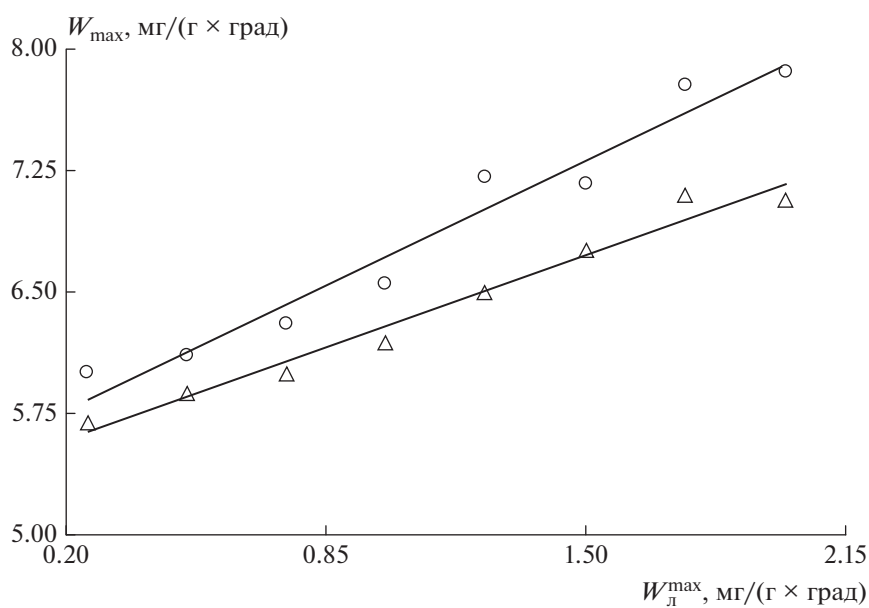


Рис. 6. Корреляционная зависимость между максимальными скоростями термического разложения ($W_{\max}^{\max}$) и взаимодействия CO₂ (○) и H₂O (Δ) с коксовыми остатками ($W_L^{\max}$) канско-ачинских углей (полифракция).

существует тесная связь между $W^{\max}$ и показателем реакционной способности по ГОСТ 10089-62 (коэффициент корреляции составляет 0.84); наблюдается прямопропорциональная зависимость между максимальной скоростью реагирования коксового остатка с CO_2 и H_2O в исследованной температурной области 600–1300°C и максимальной скоростью выделения летучих веществ ($W_{\text{л}}^{\max}$) [6]; коэффициент корреляции этой связи для CO_2 составляет 0.78, для H_2O – 0.84.

Подтверждение вышеизложенному получено в работе Г.П. Алаева [18] применительно к исследованию реакций газификации петрографических микрокомпонентов слабоспекающихся углей Кузбасса. Пользуясь этими выводами, можно отметить повышенную склонность коксовых остатков канско-ачинских углей к участию в реакциях с CO_2 и H_2O . Этот вывод имеет важное значение при газификации и пылеугольном сжигании энергетических углей, в частности, канско-ачинских, и он полностью коррелирует с результатами комплексного термического анализа по отношению к кислороду и опытно-промышленных испытаний газогенерирующих установок при использовании бородинских, березовских и назаровских углей [18–20].

Практическая значимость полученных результатов заключается в научно-обоснованном подходе к учету протекания восстановительных реакций в зависимости от исходного качества топлива [20].

Полученные характеристики реакционной способности коксовых остатков по отношению углекислому газу и водяному пару используются в дальнейшем для научно-обоснованного выбора оптимальных условий и режимов газификации твердого органического топлива в реальных газогенерирующих установок. В частности, ключевым вопросом эффективности работы газогенерирующих установок является вопрос организации конкретного числа ступеней подвода тепла, температурного режима и динамики распределения процесса газификации топлива по времени.

ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМОВ И УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

В первом традиционном варианте (рис. 7а) все топливо смешивается сразу с газифицирующим агентом (высокотемпературным газом) [19]. Для реализации процесса по формированию стадий газификации с индивидуальными температурными условиями (второй альтернативный вариант, рис. 7б) высокотемпературный газифицирующий агент делят на несколько частей, который последовательно и ступенчато подмешивают к топливу таким образом, чтобы температура на каждой стадии процесса газификации имела индивидуальный характер и не превышала заданного максимального значения [21].

Скорости химических реакций при газификации твердого органического топлива (на примере бородинского угля) описываются следующими уравнениями:

$$W_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{3.44 \times 10^5}{T_{\text{тп}}} C_{\text{H}_2\text{O}} \exp\left(-\frac{16000}{T_{\text{тп}}}\right); \quad W_{\text{CO}_2} = \frac{9.0 \times 10^5}{T_{\text{тп}}} C_{\text{CO}_2} \exp\left(-\frac{17500}{T_{\text{тп}}}\right), \quad (8)$$

где $W_{\text{H}_2\text{O}}$, W_{CO_2} – соответственно скорость реакции водяного пара и диоксида углерода с нелетучим (коксовым) остатком топлива, кг/(м² · с); $C_{\text{H}_2\text{O}}$, C_{CO_2} – соответственно концентрация водяного пара и диоксида углерода, кг/нм³; $T_{\text{тп}}$ – температура процесса газификации (термохимической обработки), К.

Эффективность сравниваемых вариантов определяется отношением скоростей реакций, протекающих при газификации топлива:

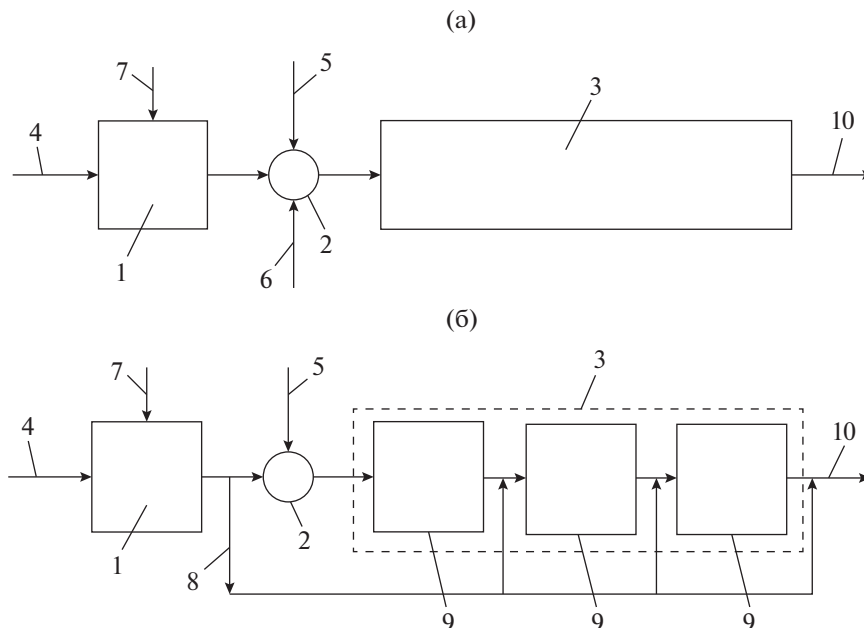


Рис. 7. Расчетные схемы разных способов организации процесса газификации твердого органического топлива: (а) с подводом всего количества теплоты в начале процесса; (б) со ступенчатым подводом теплоты; 1 — камера сгорания части топлива для получения высокотемпературных продуктов сгорания; 2 — смеситель; 3 — камера термообработки; 4 — подвод части топлива для получения высокотемпературных продуктов сгорания; 5 — подвод основной части топлива на термообработку; 6 — подвод газов рециркуляции; 7 — подвод воздуха; 8 — тракт продуктов сгорания для ступенчатого подвода теплоты; 9 — ступени термохимической обработки; 10 — отвод газообразных продуктов термохимического превращения угля.

— для водяного пара

$$\frac{W_{\text{H}_2\text{O}}^1}{W_{\text{H}_2\text{O}}^2} = \frac{T_{\text{тп}}^2}{T_{\text{тп}}^1} \exp \left[-\frac{16000(T_{\text{тп}}^2 - T_{\text{тп}}^1)}{T_{\text{тп}}^1 T_{\text{тп}}^2} \right], \quad (9)$$

— для углекислого газа

$$\frac{W_{\text{CO}_2}^1}{W_{\text{CO}_2}^2} = \frac{T_{\text{тп}}^2}{T_{\text{тп}}^1} \exp \left[-\frac{17500(T_{\text{тп}}^2 - T_{\text{тп}}^1)}{T_{\text{тп}}^1 T_{\text{тп}}^2} \right], \quad (10)$$

где индекс 1 относится к варианту смешения всех продуктов сгорания с угольной пылью в начале процесса (рис. 7а), а индекс 2 — к ступенчатому подводу продуктов сгорания (рис. 7б).

Температура процесса газификации твердого органического топлива определяется как среднеарифметическая величина температур смеси на входе и выходе из каждой расчетной стадии. Приняв температуру гетерогенной смеси на входе в устройство по газификации топлива (ступень, стадия) — t' , определим температуру гетерогенной смеси на выходе из устройства (ступени, стадии) — t'' путем составления теплового баланса установки по газификации топлива, с учетом термического разложения топлива и физико-химического механизма реагирования твердых нелетучих остатков с газами.

фицирующим агентом (высокотемпературными газообразными продукты сгорания части топлива).

$$t'' = \frac{\frac{k}{n} G_y c_y' t' + G_{k+1} c_{г,кc} t_{кc} + G_{г} c_{г}' t'}{\frac{k-1}{n} G_y c_y'' + G_{г} c_{г}'' + G_{k+1} c_{г}'' - (C_{CO_2} c_{CO_2}'' - G_{CO} c_{CO}'')(k+1)} - \frac{(G_{CO_2} c_{CO_2}' - G_{CO} c_{CO}') k t' + Q_1}{\frac{k-1}{n} G_y c_y'' + G_{г} c_{г}'' + G_{k+1} c_{г}'' - (C_{CO_2} c_{CO_2}'' - G_{CO} c_{CO}'')(k+1)}. \quad (11)$$

Определим температуру t'' на выходе из ступени газификации твердого органического топлива высоковлажными газообразными продуктами:

$$t'' = \frac{\frac{k}{n} G_y t' (g_{п} c_{п}' + \psi c_y') + (G_{k+1} + \beta V_{г}^0) c_{г,кc} t_{кc}}{\frac{k-1}{n} G_y (\psi c_y'' + c_{п}'' g_{п}) + (G_{k+1} + \beta V_{г}^0) c_{г}'' - G_{гп} c_{гп}'' (k+1)} + \frac{G_{гп} c_{гп}' t' k - Q_2}{\frac{k-1}{n} G_y (\psi c_y'' + c_{п}'' g_{п}) + (G_{k+1} + \beta V_{г}^0) c_{г}'' - G_{гп} c_{гп}'' (k+1)}, \quad (12)$$

где n — число ступеней предварительной термической обработки твердого органического топлива; k — индекс рассчитываемой ступени; G_y , G_{k+1} , $G_{г}$, G_{CO_2} , G_{CO} , $G_{гп}$ — соответственно расход угля высокотемпературных газообразных продуктов для повышения температуры гетерогенной смеси перед $(k+1)$ -ой ступенью, первоначальный расход газифицирующего агента, диоксида углерода, оксида углерода и синтез-газа, кг/с; c_y' , $c_{г,кc}$, $c_{г}'$, c_{CO_2}' , c_{CO}' , $c_{гп}'$ — соответственно теплоемкость угля газифицирующего агента, дымовых газов, диоксида углерода, оксида углерода и синтез-газа при температуре t' ,

кДж/(кг · град); c_y'' , $c_{г}''$, c_{CO_2}'' , c_{CO}'' , $c_{гп}''$ — соответственно теплоемкость угля газифицирующего агента, диоксида углерода, оксида углерода, синтез-газа при температуре t'' , кДж/(кг · град); Q_1 , Q_2 — тепловые эффекты реакций термохимического превращения угля; $g_{п}$ — количество водяного пара, кг/кг; ψ — весовой расход угля в смеситель в долях от суммарного количества угля, подведенного в камеру газификации; $V_{г}^0$ — теоретический объем газообразных продуктов сгорания единицы массы топлива, м³/кг.

На рисунке 8 показано изменение температуры процесса газификации твердого органического топлива в зависимости от величины изменения массы прореагировавшего топлива, при условии ограничения максимальной температуры гетерогенной смеси.

Необходимо отметить, что ступенчатый подвод теплоты в процессе термической обработки и газификации топлива повышает скорость процессов термического разложения и физико-химического реагирования нелетучего остатка с водяными парами и углекислым газом. Так, при трех ступенях подвода теплоты и термохимического превращения 50% органической массы топлива скорость процесса увеличивается в 2.5–2.8 раза для кузнецких и канско-ачинских углей. При этом эффективность ступенчатого подвода тепла будет еще выше, если температуру процесса на каждой ступени термообработки поддерживать не постоянную, а увеличивать ее по мере увеличения номера ступени (кривая 3 на рис. 8). Предлагается на первой ступени температуру процесса поддерживать на уровне 400°C, на второй — 600°C и на третьей — 800°C. Такая последовательная стадийная организация процесса газификации топлива обеспечивает наибольшую его неизотермичность, что позволяет повысить эффективность

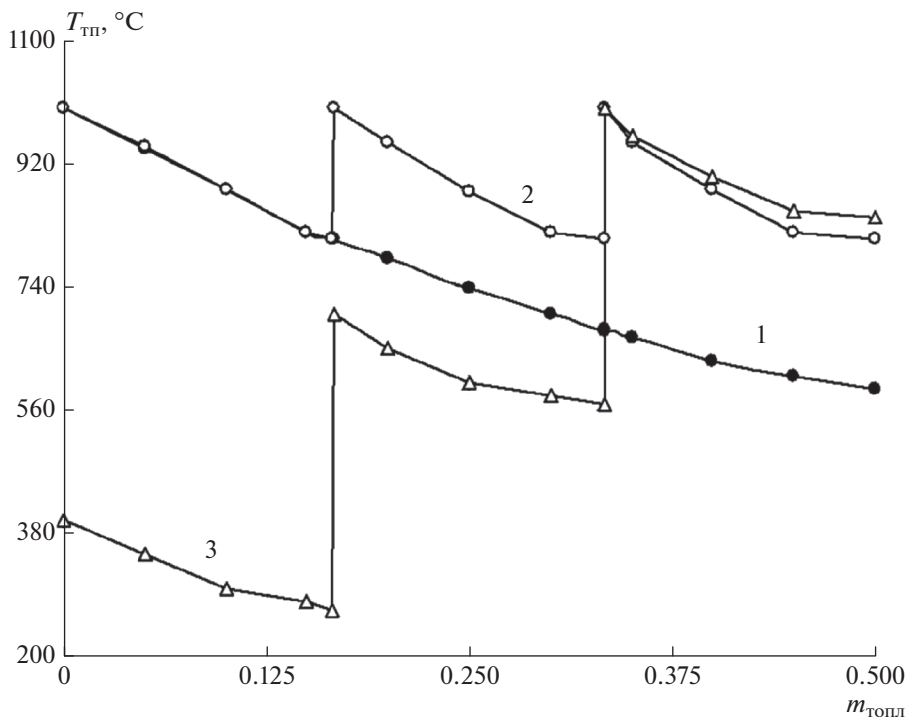


Рис. 8. Зависимость температуры процесса газификации твердого органического топлива ($T_{тп}$, °C) от величины массы прореагировавшего вещества (m , доли) при максимальной температуре 1000°C: 1 — подвод всех продуктов сгорания в начале процесса; 2 — ступенчатый подвод газифицирующего агента в равном соотношении; 3 — ступенчатый подвод газифицирующего агента в неравном соотношении (по нарастающей).

процесса еще на 15–20%, снизить затраты топлива на получение высокотемпературных продуктов сгорания, рационально реализовать схему и конструкцию устройства для практического осуществления процесса с учетом физико-химических свойств исходного топлива. Предполагается, что в первой ступени протекает процесс глубокой сушки топлива с выделением балластных летучих веществ (преимущественно углекислого газа). Во второй ступени осуществляется глубокая термическая деструкция топлива, сопровождаемая выделением низкокалорийных газообразных летучих веществ (оксида углерода, метана, водорода и т.д.). В третьей ступени осуществляется газификация топлива с выделением синтез-газа и основной массы высококалорийных парогазовых компонентов.

Для определения длительности процесса термохимической обработки и газификации топлива выражения (8) представим в следующем виде

$$W_{H_2O} = \frac{1}{T_{тп}} \frac{dC_{H_2O}}{d\tau}; \quad W_{CO_2} = \frac{1}{T_{тп}} \frac{dC_{CO_2}}{d\tau}. \quad (13)$$

Откуда находим время протекания процессов:

$$\tau_{H_2O} = - \frac{\ln \left(1 - \frac{C_{H_2O}}{C'_{H_2O}} \right)}{0.344 \times 10^6 \exp \left(- \frac{16000}{T_{тп}} \right)}, \quad (14)$$

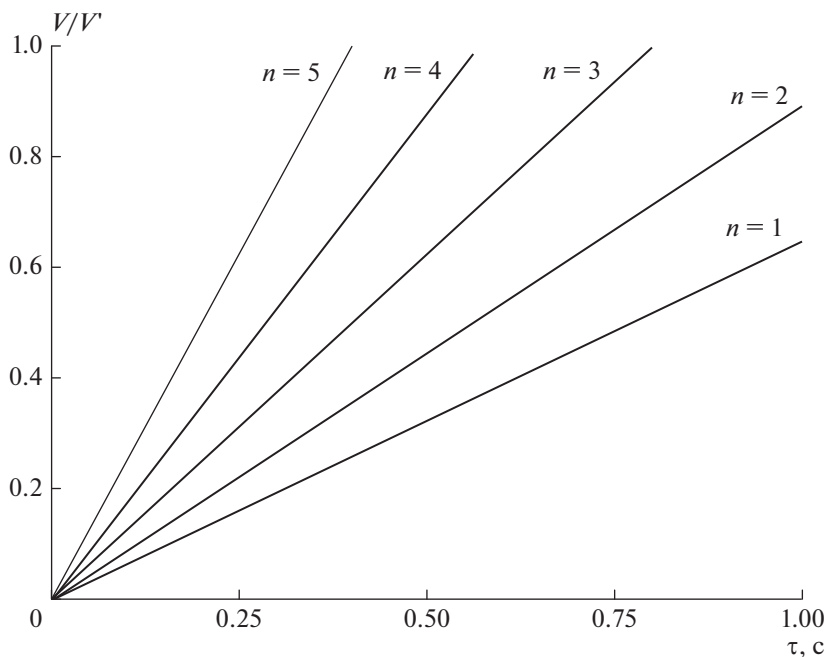


Рис. 9. Расчетная динамика процесса термохимической обработки и газификации твердого органического топлива при максимальной температуре 1000°C.

$$\tau_{\text{CO}_2} = - \frac{\ln \left(1 - \frac{C_{\text{CO}_2}}{C'_{\text{CO}_2}} \right)}{0.9 \times 10^6 \exp \left(- \frac{17500}{T_{\text{тп}}} \right)}, \quad (15)$$

где $\tau_{\text{H}_2\text{O}}$, τ_{CO_2} — соответственно время процесса термохимического превращения топлива при взаимодействии ее с водяным паром и углекислым газом, с; $C'_{\text{H}_2\text{O}}$, C'_{CO_2} — соответственно начальные концентрации водяного пара и углекислого газа в высокотемпературных продуктах сгорания, кг/нм³.

Выражения (11), (12), (14) и (15) позволяют рассчитать динамику процесса газификации твердого органического топлива при различном числе ступеней подвода теплоты. На рисунке 9 представлены результаты расчета динамики процесса термической подготовки бородинского угля при организации ступенчатой термохимической обработки и газификации твердого органического топлива.

Расчеты показывают, что время пребывания твердого органического топлива в газогенераторе зависит от числа ступеней n_i подвода продуктов сгорания. При этом получена следующая универсальная зависимость определения времени термообработки от количества ступеней подвода тепла

$$\frac{\tau_1 n_2}{n_1 \tau_2} = \frac{\tau_2 n_3}{n_2 \tau_3} = \dots = \frac{\tau_i n_{i+1}}{n_i \tau_{i+1}}, \quad (16)$$

где $\tau_1, \tau_2, \tau_3, \dots, \tau_i, \tau_{i+1}$ — время пребывания твердого топлива в устройстве по термообработке, с; $n_1, n_2, n_3, \dots, n_i, n_{i+1}$ — число ступеней подвода продуктов сгорания в устройстве термообработки.

Необходимый температурный уровень процесса газификации топлива на каждой стадии достигается посредством сжигания части топлива с помощью воздуха, дозируемого индивидуально через регуляторы, режим работы которых задается устройством регулирования с учетом реакционной способности по отношению к CO_2 и H_2O на основе данных комплексного термического анализа. Таким образом, организация многостадийной термохимической обработки и газификации топлива позволяет повысить эффективность процесса, повысить калорийность синтез-газа, обеспечить возможность регулирования условий и режима газификации в зависимости от качества исходного топлива.

Реализация вышеизложенного подхода к формированию условий и режимов газификации твердого органического топлива на основе учета реакционной способности его взаимодействия с диоксидом углерода и водяным паром позволяет не только выполнить оптимизацию конструктивных и режимных параметров перспективных газогенерирующих установок промышленного исполнения, но и сформировать систему автоматического контроля и управления процессом газификации с позиции обеспечения его максимальной энергетической эффективности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследованы процессы взаимодействия коксовой основы твердого органического топлива с углекислым газом и водяными парами. Экспериментально полученные на основе комплексного термического анализа канско-ачинских и кузнецких углей кинетические параметры процесса газификации коксового остатка. Установлено, что характер изменения показателей реакционной способности бурых и каменных углей носит экстремальный характер в зависимости от содержания углерода на горючую массу в исходном топливе с экстремумом при $C^{daf} = 87\text{--}89\%$.

Значения максимальной скорости реакции ($W^{\max}$, мг/(г · град)) чувствительны к свойствам исходного материала, из которого получен коксовый остаток, а также к условиям его получения. Наблюдается прямо пропорциональная зависимость между максимальной скоростью реагирования коксового остатка с CO_2 и H_2O в исследованной температурной области 600–1300°C и максимальной скоростью выделения летучих веществ ($W_{\text{л}}^{\max}$). Следует отметить повышенную склонность коксовых остатков канско-ачинских углей к участию в реакциях с CO_2 и H_2O .

Показано, что полученные характеристики реакционной способности коксовых остатков по отношению к углекислому газу и водяному пару могут быть использованы для расчетной оценки протекания процессов термохимического превращения топлива и научно-обоснованного определения оптимальных условий и режимов его газификации в реальных газогенерирующих установках.

Предложены технология и техническое решение для многостадийной термохимической обработки твердого органического топлива, предусматривающие организацию трех последовательных стадий в рамках единой конструкции газогенератора с индивидуальными условиями газификации и подводом теплоты при температурах процесса 400, 600 и 800°C.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Донской И.Г., Козлов А.Н., Свищев Д.А., Шаманский В.А. Расчетное исследование эффективности ступенчатого процесса газификации влажной древесины // Теплоэнергетика. 2017. № 4. С. 21–29.

2. Бойко Е.А., Страшников А.В. Когенерационная энергетическая установка на основе газификации твердого органического топлива для нужд малой распределенной энергетики // Промышленная энергетика. 2020. № 2. С. 34–43.
3. Donskoy I., Svishchev D., Ryzhkov A. Reduced-order modeling of pulverized coal stages gasification: influence of primary and secondary fuel proportion // Energy system research. 2018. Т. 1. № 4. P. 27–35.
4. Астановский Д.Л., Астановский Л.З., Кустов П.В., Бурданов А.В. Переработка угля в местах добычи по технологии фаст-инжиниринг // Кокс и химия. 2020. № 7. С. 8–13.
5. Сучков С.И., Сомов А.А. Разработка мер подавления образования оксидов азота в ПГУ с внутрицикловой газификацией угля // Известия РАН. Энергетика. 2015. № 4. С. 84–92.
6. Бойко Е.А. Реакционная способность энергетических углей // Красноярск: ИПЦ СФУ, 2011. С. 606.
7. Lopez F.C.R., Tannous K. Coconut fiber pyrolysis decomposition kinetics applying single- and multi-step reactions models // Thermochimica Acta. 2020. № 691. P. 1–12.
8. De Soete G.G. Aspects chimiques de la combustion du charbon pulvérise. Part 1 // Revue de l'Institut Français du Pétrole. 2002. № 3. P. 403–424.
9. Головина Е.С. Высокотемпературное горение и газификация углерода. М.: Энергоатомиздат, 1983. С. 176.
10. Win C.J. A kinetics study of reaction of coal char with hydrogen – steam mixtures; fuel gasification; advances in chemistry series // Am. Chem. Soc. Washington. 1997. № 9. P. 253–274.
11. Boiko E.A. Research on kinetics of the thermal processing of brown coals of various oxidative ageing degree using the non-isothermal methods // Thermochim. Acta. 2000. № 348. P. 97–104.
12. Бойко Е.А., Пачковский С.В., Дидичин Д.Г. Экспериментально-расчетная методика оценки кинетических процессов термохимического превращения твердых органических топлив // Физика горения и взрыва. 2005. № 1. С. 55–65.
13. Babitskiy P., Labojko G., Kotyczka-Moranska M., Shiazko M. Kinetics of pressurized oxy-combustion of coal chars // Thermochimica Acta. 2019. № 682. P. 569–588.
14. Досумов К., Ергазиева Г.В., Ермагамбет Г.Т., Нуралиев Н.У., Мироненко А.В. Получение синтез-газа газификацией угля и углекислотной конверсией метана // Горение и плазмохимия. 2019. Т. 17. № 2. С. 110–116.
15. Draiden S. The chemical Reactivity of Carbons // Carbon. 2008. V. 6. P. 213–221.
16. Peters A.A., Papavasiliou D., Batos K., Vasalos I. Product distribution and kinetic predictions of Greek lignite pyrolysis // Fuel. 2010. № 10. P. 1304–1308.
17. Родькин С.П., Зорин Т.А., Казачков А.И., Юсупова Е.А. Дериватографический метод исследования коксов в окислительной среде // Кокс и химия. 1984. № 8. С. 22–25.
18. Алаев Г.П., Федчишин В.В. Определение степени выгорания пылеугольного факела в вихревой камере горения котла Е-500-140ВЖ // Известия СО АН. Серия технические науки. 1990. Вып. № 6. С. 103–105.
19. Исламов С.Р. Частичная газификация угля // М: Горное дело, 2017. С. 384.
20. Rosdam-Abadi M., Debar J.A., Chen W.T. Combustion studies of coal derived solid fuels by thermogravimetric analysis. III. Correlation between burnout temperature and carbon combustion efficiency // Thermochimica Acta. 2017. № 4. P. 358–367.
21. Бойко Е.А., Страшников А.В., Охремчук А.Е., Казанцев В.П. Двухрежимный газогенератор // Патент на полезную модель RU 191623 U1. 2020.

Justification of the Modes and Conditions of the Organization of the Process of Gasification of Solid Organic Fuel on the Basis of Taking into Account the Reactivity of Its Interaction with Carbon Dioxide and Water Vapor

E. A. Boiko^{a,*} and A. V. Strashnikov^{a,**}

^aSiberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

*e-mail: EBoiko@sfu-kras.ru

**e-mail: savtr@mail.ru

On the basis of a complex thermal analysis of Kansk-Achinsk and Kuznetsk coals, the kinetic parameters of the process of gasification of the coke non-volatile residue in the interaction with carbon dioxide and water vapor are experimentally obtained. It is established that there is a directly proportional relationship between the maximum reaction rate of the coke residue with CO₂ and H₂O in the studied temperature range of 600–1300°C and the maximum rate of release of volatile substances ($W_{\text{л}}^{\text{max}}$), as well as the increased propensity of coke res-

idues of Kansk-Achinsk coals to participate in reactions with CO_2 and H_2O . It is shown that the obtained characteristics of the reactivity of coke residues with respect to carbon dioxide and water vapor can be used for the computational evaluation of the thermochemical transformation of fuel and for the scientifically based determination of the optimal conditions and modes of its gasification in real gas generating plants. A technology and a technical solution for multi-stage thermochemical treatment of solid organic fuel is proposed, which provides for the organization of three consecutive stages within a single gas generator design with individual gasification conditions and heat supply at process temperatures of 400, 600 and 800°C.

Keywords: kinetics, reactivity, solid organic fuel, gasification, coke residue, carbon dioxide, water vapor, dual-mode gas generator

УДК 620.4

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ГТУ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В КЛИМАТИЧЕСКИХ ЗОНАХ С УМЕРЕННО КОНТИНЕНТАЛЬНЫМ И РЕЗКО КОНТИНЕНТАЛЬНЫМ КЛИМАТОМ С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ЦЕН НА ОТПУСКАЕМУЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ

© 2021 г. А. М. Клер¹, Е. Л. Степанова¹, *, П. В. Жарков¹

¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

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

Поступила в редакцию 31.03.2021 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

Проведена оценка эффективности режимов работы теплофикационной ГТУ при эксплуатации в климатических зонах с умеренно континентальным и резко континентальным климатом с учетом неопределенности цен на отпускаемую ими энергетическую продукцию. Описана методика, позволяющая проводить оптимизационные исследования режимов работы теплофикационной ГТУ с учетом определения зависимости изменения цены одного вида энергии от цены другого вида энергии. Методика позволяет найти диапазон цен, на основе которого строится Парето-оптимальное множество решений. Это поможет определить варианты технических решений, обеспечивающие конкурентоспособность ГТУ с другими тепло- и электрогенерирующими установками и выбрать из этих вариантов наиболее эффективный. Для определения максимальной и минимальной границ диапазона цены на тепловую энергию решаются две оптимизационные задачи: задача минимизации цены энергии для определения максимальной цены тепла и задача минимизации цены электроэнергии для поиска минимальной границы диапазона цены тепла. Для построения Парето-оптимального множества решений на полученном диапазоне цен решается задача минимизации цены электроэнергии при заданных цене тепла и норме возврата капиталовложений. Полученные данные могут использоваться для выбора оптимальных технических решений при эксплуатации в регионах с различными климатическими характеристиками, подборе оптимального сочетания схемно-параметрических решений, обеспечивающих конкурентоспособность продукции данной теплофикационной ГТУ.

Ключевые слова: газотурбинные установки, математическое моделирование теплоэнергетических установок, оптимизационные расчеты режимов работы теплоэнергетических установок, энергетическая и экономическая эффективность, утилизация тепла дымовых газов

DOI: 10.31857/S0002331021030079

ВВЕДЕНИЕ

Газотурбинные установки (ГТУ) широко применяются в энергетике как в России, так и в других странах. ГТУ имеют свои преимуществами по сравнению с традиционными паротурбинными установками (ПТУ) несмотря на то, что входящая в состав ПТУ паровая турбина имеет более высокую надежность и больший срок службы, чем

газовая турбина, а при изготовлении парового котла и паровой турбины используются менее дефицитные материалы, чем при изготовлении газовой турбины. ГТУ характерны меньшие сроки строительства и ввода в эксплуатацию, компактность, более низкие эксплуатационные затраты и себестоимость продукции, более высокий коэффициент полезного действия, экологичность [1–5]. Кроме того, ГТУ характеризуются гибкостью в выборе режимов работы. Данные установки могут эксплуатироваться в составе тепловых электрических станций или как отдельное энергетическое производство, поставляя вырабатываемую продукцию в общие электрические и тепловые сети. Климатические условия, в которых эксплуатируются ГТУ, зачастую требуют обеспечения потребителей не только электрической, но и тепловой энергией, что обосновывает целесообразность работы данных установок в режиме когенерации [6–8].

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В настоящее время для производителей энергии цены на продажу электроэнергии формируются либо на конкурентной основе механизмами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в пределах ценовых зон, что влечет за собой неопределенность в цене электроэнергии, либо в неценовых зонах по регулируемым государством ценам, которые периодически пересматриваются, как правило, в сторону увеличения [9, 10]. Цены на тепловую энергию также имеют некоторую неопределенность в связи с начавшимся процессом перехода сектора теплоснабжения во многих регионах России на рыночные отношения [11, 12], а тепловая нагрузка напрямую зависит от климатических характеристик конкретного региона эксплуатации теплоэнергетических установок (ТЭУ). Во многих других странах формирование цен на энергетическую продукцию осуществляется так же на рыночной основе [13–15]. В сложившихся условиях формирования цен на отпускаемую энергетическую продукцию, производителям электрической и тепловой энергии, в частности, имеющим в своем составе ГТУ, необходимо знать диапазон цен производимой продукции, при которых ее продажа будет выгодна с учетом соблюдения всех правил и ограничений эксплуатации оборудования. Следует также отметить, что для когенерационных установок цены на производимые виды энергии взаимосвязаны и целесообразно определить зависимость изменения цены одного вида энергии от возможного изменения цены другого, с учетом сохранения рентабельности их продажи. Кроме того, многие ГТУ уступают паротурбинным установкам в части обеспечения тепловой нагрузки, что особенно важно в регионах с холодным климатом. В связи с этим поиск технических решений по ГТУ (выбор технологической схемы, оборудования, их конструктивных характеристик и т.д.), которые могут обеспечить их конкурентоспособность по сравнению с ПТУ подобной мощности, несомненно важен. Поэтому схемно-параметрические оптимизационные исследования различных режимов работы теплофикационной ГТУ при ее предполагаемой эксплуатации в двух регионах, один из которых находится в климатической зоне с умеренно континентальным климатом (умеренно-морозная зима и теплое лето), а второй — в зоне с резко континентальным климатом (продолжительная суровая зима и короткий летний период), а так же с учетом неопределенности цен на отпускаемую энергетическую продукцию, являются весьма актуальными. Выполнить такие исследования можно с помощью математического моделирования и оптимизации. В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН разработан программно-вычислительный комплекс Система машинного построения программ [16]. Использование математических моделей ТЭУ, созданных с его помощью, позволяет выполнять конструкторские и поверочные расчеты, а так же проводить оптимизационные исследования ТЭУ.

Для определения зависимости изменения цены электроэнергии от цены тепла целесообразно определить возможный диапазон цены тепловой энергии и далее прове-

сти оптимизационные исследования на данном диапазоне с определенным шагом. Определение цены электроэнергии внутри диапазона осуществляется посредством решения задачи минимизации цены электроэнергии при заданной цене тепла и заданной норме возврата капиталовложений [17, 18]. При этом вводится ограничение на максимальную электрическую мощность ГТУ, а номинальная тепловая нагрузка установки включается в состав оптимизируемых параметров.

Математическая запись решаемой оптимизационной задачи имеет следующий вид.

$$\min_{Q^p, x_k, B_k, \gamma_k, Q_i, B_i} \left[(K_{\text{сум}}L + B_{\text{год}}C^{\text{топ}} + K_{\text{сум}}(\alpha_{\text{у.п}} + \alpha_{\text{ам}}) - Q_{\text{год}}C^{\text{теп}}) / \Theta_{\text{год}} \right] \quad (1)$$

при условиях

$$S_k = f(x_k, B_k, \gamma_k, Q^p), \quad G_k(x_k, B_k, \gamma_k, Q^p) \geq 0, \quad x_k^{\min} \leq x_k \leq x_k^{\max}, \quad (2)$$

$$N_k = f(Q^p, B_k, x_k, \gamma_k), \quad N^{\min} \leq N_k \leq N^{\max}, \quad (3)$$

$$G_i(x_i, B_i, \gamma_i, S_k, Q_i) \geq 0, \quad x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (4)$$

$$K_{\text{об}} = \theta(S_k, d_{\text{уд}}), \quad K_{\text{сум}} = K_{\text{об}} + K_{\text{стр}}, \quad (5)$$

$$Q_i = f(Q^p, \gamma_i), \quad N_i = f(Q_i, B_i, x_k, x_i, \gamma_i), \quad (6)$$

$$Q_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n Q_i T_i, \quad \Theta_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n (N_i - N_i^{\text{ч}}) T_i, \quad B_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n B_i T_i, \quad (7)$$

где $L = \sum_{i=0}^{N_{\text{стр}}-1} \frac{1}{(1+IRR)^i} / N_{\text{стр}} \sum_{j=N_{\text{стр}}}^{i=N_{\text{стр}}+N_{\text{экс}}} \frac{1}{(1+IRR)^j}$; $N_{\text{стр}}$ – продолжительность строительства в годах; $N_{\text{экс}}$ – продолжительность эксплуатации в годах; IRR – внутренняя норма возврата капиталовложений; $K_{\text{сум}}$ – суммарные капиталовложения; x_k – вектор оптимизируемых параметров, определяющих конструктивные характеристики установки (параметры цикла, конструктивные параметры элементов и режимные параметры в номинальном режиме); x_i – вектор оптимизируемых режимных параметров в i -м режиме (индексом i обозначаются параметры, относящиеся к характерным режимам, в которых проводятся поверочные расчеты); B_k – часовой расход топлива в номинальном режиме; B_i – расход топлива в i -м режиме; $B_{\text{год}}$ – годовой расход топлива; $C^{\text{топ}}$ – стоимость топлива; $K_{\text{стр}}$ – капиталовложения, учитывающие непредвиденные затраты и затраты на строительство; $\alpha_{\text{у.п.}}$, $\alpha_{\text{ам}}$ – доли условно-постоянных издержек и амортизационных отчислений соответственно; Q^p – расчетная тепловая нагрузка; $Q_{\text{год}}$ – годовой отпуск тепловой энергии; $C^{\text{теп}}$ – цена тепловой энергии; $\Theta_{\text{год}}$ – годовой полезный отпуск электроэнергии; S_k – вектор конструктивных характеристик установки; γ_k – вектор исходных данных, определяющих внешние условия работы установки в номинальном режиме; G_k – l_k -мерная векторная функция ограничений-неравенств в номинальном режиме; N_k – полная электрическая мощность в номинальном режиме; $N^{\min}$, $N^{\max}$ – минимальное и максимальное значение электрической мощности в номинальном режиме; G_i – l_p -мерная векторная функция ограничений-неравенств в i -м режиме; γ_i – вектор исходных данных, определяющих внешние условия работы в i -м режиме; $K_{\text{об}}$ – капиталовложения в оборудование; $d_{\text{уд}}$ – вектор удельных стоимостей элементов оборудования; T_i – продолжительность i -го режима; Q_i – отпуск тепловой энергии в i -м режиме; N_i – полная электрическая мощность в i -м режиме; $N_i^{\text{ч}}$ – рас-

ход электроэнергии на собственные нужды в i -м характерном режиме; $x_k^{\min}$, $x_k^{\max}$, $x_i^{\min}$, $x_i^{\max}$ — векторы минимальных и максимальных значений x_k и x_i соответственно; n — число режимов, в которых проводятся поверочные расчеты. Задача состоит в подборе такого сочетания схемно-параметрических решений по ТЭУ, которое обеспечило бы конкурентоспособность продукции когенерационной установки как по отношению к однопродуктовым электрогенерирующим установкам, так и по отношению к однопродуктовым теплогенерирующим установкам, которые могут использоваться в соответствующих системах электро- и теплоснабжения. Для поиска такого сочетания решений, в соответствии с предлагаемой в настоящей работе методикой, проводится серия оптимизационных расчетов по критерию минимума цены электроэнергии при различных заданных значениях цены тепла. При этом цена тепла варьируется в определенном диапазоне. Следует отметить, что полученное в результате серии оптимизационных расчетов множество решений является Парето-оптимальным множеством. Для любого решения данного множества не существует другого решения, которое бы имело меньшую цену тепла и небольшую цену электроэнергии при заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложения или меньшую цену электроэнергии и небольшую цену тепла. При использовании данного подхода возникает проблема выбора границ диапазона, в котором должна изменяться цена тепла. В статье [19] в качестве верхней границы диапазона применяется цена тепла альтернативной котельной. Значение нижней границы диапазона задается экспертно, как доля от его верхней границы. При определении этой цены тепла должен соблюдаться ряд условий: цена тепла альтернативной котельной определяется при том же значении внутренней нормы возврата капиталовложений, что и цена электроэнергии ТЭУ; цена на аналогичные элементы оборудования, строительные и монтажные работы в расчетах ТЭУ и котельной должны быть одинаковы; если ТЭУ и котельная используют один вид топлива, цена для них должна быть одинаковой; при расчетах ТЭУ и котельной должны использоваться одинаковые климатические характеристики (расчетная температура наружного воздуха, графики продолжительности стояние температур наружного воздуха и др.); должна проводиться оптимизация конструктивных и режимных параметров котельной с учетом переменного характера тепловых нагрузок. Соблюдение данных условий трудно обеспечить, особенно если использовать цену тепла альтернативной котельной или ее отдельные характеристики (удельные капиталовложения, удельный расход топлива на единицу отпущенного тепла, расход электроэнергии на собственные нужды и др.), полученные другими авторами. С учетом этого цену тепла на границах диапазона в настоящей работе предлагается определять в результате решения двух оптимизационных задач, основанных на расчетах только исследуемой ТЭУ. Максимальная цена тепла определяется при оптимизации ТЭУ по критерию минимума цены отпускаемой энергии. При этом годовой отпуск энергии получается суммированием годового отпуска электроэнергии и годового отпуска тепла, приведенных к одной системе единиц (МВт ч). В результате цена единицы тепловой энергии оказывается равной цене единицы электроэнергии. Поскольку затраты на производство единицы электроэнергии намного превышают затраты на производство единицы тепловой энергии, цена тепла, получающаяся в результате решения указанной задачи, как показывают расчеты, будет выше цены тепла любой однопродуктовой теплогенерирующей установки. Математическая постановка задачи минимизации цены энергии (Задача II) имеет следующий вид

$$\min_{Q^p, x_k, B_k, x_i, B_i} \left[(K_{\text{сум}}L + B_{\text{год}}C^{\text{топ}} + K_{\text{сум}}(\alpha_{\text{у.п}} + \alpha_{\text{ам}}) - Q_{\text{год}}C^{\text{теп}}) / (\mathcal{E}_{\text{год}} + Q_{\text{год}}) \right], \quad (8)$$

при условиях (2)–(7).

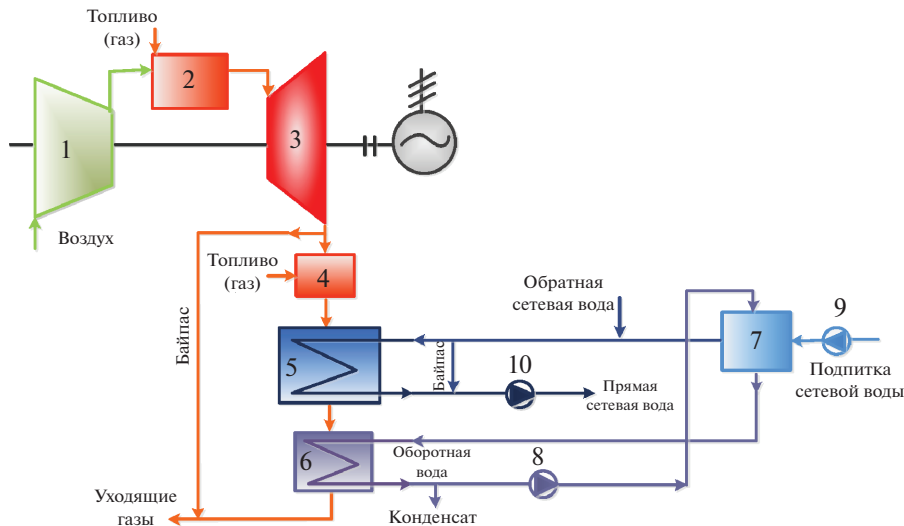


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема теплофикационной ГТУ: 1 – воздушный компрессор; 2 – 1-я камера сгорания топлива; 3 – газовая турбина; 4 – 2-я камера сгорания топлива; 5 – котел-утилизатор; 6 – контактный теплообменник; 7 – водоводяной подогреватель; 8–10 – насосы.

Минимальная граница диапазона цены тепла определяется при оптимизации ТЭУ по критерию минимума цены отпускаемой эксергии. При этом годовой отпуск эксергии получается суммированием эксергии, содержащейся в годовом отпуске электроэнергии, и эксергии, содержащейся в годовом отпуске тепла. В единице электрической энергии содержится единица эксергии. Цена единицы тепла при решении указанной оптимизационной задачи будет в несколько раз меньше цены электроэнергии и, как показывают расчеты, будет существенно ниже цены любой однопродуктовой теплогенерирующей установки. Математическая постановка задачи минимизации цены эксергии (Задача III) приведена ниже.

$$\min_{Q^p, x_k, B_k, x_i, B_i} \left[(K_{\text{сум}} L + B_{\text{год}} C^{\text{топ}} + K_{\text{сум}} (\alpha_{\text{у.п}} + \alpha_{\text{ам}})) / (\Theta_{\text{год}} + E_{\text{год}}^{\text{теп}}) \right], \quad (9)$$

при условиях (2)–(7), где $E_{\text{год}}^{\text{теп}}$ – эксергия, содержащаяся в годовом отпуске тепла.

Полученный в результате решения двух указанных задач оптимизации диапазон цен тепла будет охватывать цены тепла всех конкурентоспособных однопродуктовых теплогенерирующих установок. Построенное на основе данного диапазона Парето-оптимальное множество решений позволит определить, имеются ли варианты технических решений, обеспечивающие конкурентоспособность ТЭУ с возможными для использования однопродуктовыми тепло- и электрогенерирующими установками и выбрать из этих вариантов наиболее эффективный.

Теплофикационная ГТУ, рассматриваемая в данной работе, включает в себя воздушный компрессор, две камеры сгорания топлива, газовую турбину, котел-утилизатор, контактный теплообменник, водоводяной подогреватель и насосные установки (рис. 1). Применение контактного теплообменника, обеспечивающего подогрев подпитки сетевой воды, позволяет утилизировать тепло уходящих газов. Схема не имеет пикового источника тепла, тепловая нагрузка ГТУ регулируется за счет байпасирования некоторой части расхода уходящих газов помимо котла-утилизатора и контактно-

Таблица 1. Основные климатические характеристики регионов и исследуемых режимов работы ГТУ

Основные параметры	Регион 1 (климатическая зона с умеренно континентальным климатом)	Регион 2 (климатическая зона с резко континентальным климатом)
Расчетная температура наружного воздуха, °С	–25	–55
Температурный график тепловой сети, °С	120/70	150/70
Продолжительности периодов, ч.		
– номинальный режим работы ГТУ	106	380
– 1-й характерный режим работы ГТУ	310	1260
– 2-й характерный режим работы ГТУ	1084	1720
– 3-й характерный режим работы ГТУ	2650	1730
– 4-й характерный режим работы ГТУ	2850	1910
Средняя за период температура наружного воздуха, °С:		
– 1-й характерный режим работы ГТУ	–20	–40
– 2-й характерный режим работы ГТУ	–10	–20
– 3-й характерный режим работы ГТУ	+1	+1
– 4-й характерный режим работы ГТУ	+18	+18

го теплообменника. В схеме предусматривается дожигание некоторого количества топлива в среде уходящих газов ГТУ во второй камере сгорания, что позволяет повысить тепловую мощность ГТУ и стабилизировать параметры сетевой воды, подогреваемой в котле-утилизаторе. Исследования эффективности применения дожигания топлива во второй камере сгорания отражены в работе [19], где показано, что применение данной технологии является достаточно эффективным в энергетическом и экономическом плане мероприятием. Тепловая энергия отпускается исследуемой энергоустановкой потребителям в виде горячей воды для нужд отопления и горячего водоснабжения (ГВС).

Конструкторско-поверочная математическая модель теплофикационной ГТУ, разработанная в рамках проводимых исследований, состоит из моделей элементов оборудования ГТУ двух типов: моделей, основанных на конструкторском и поверочном расчетах. Конструкторские модели элементов оборудования ГТУ – определение геометрических размеров теплообменников и номинальных расходов, давлений газа на входе и выходе из газовой турбины. Поверочные модели – расчеты проводятся при заданных конструктивных характеристиках, полученных в результате расчетов конструкторской модели, с определением параметров теплоносителей, таких как газ, воздух и вода. Конструкторско-поверочная математическая модель ГТУ позволяет осуществлять один конструкторский и несколько поверочных расчетов в режимах с различными температурами наружного воздуха. Конструкторский расчет выполняется в режиме максимальных тепловых нагрузок (номинальный режим).

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для исследуемой в данной работе теплофикационной ГТУ рассматривались два предполагаемых региона эксплуатации, имеющие разные климатические характеристики. Оптимизационные расчеты режимов работы ГТУ каждого региона были выполнены для: одного номинального режима (при расчетной температуре наружного воздуха) и четырех характерных режимов при различных тепловых нагрузках, каждому из которых соответствовали свои средняя температура наружного воздуха и продолжительность. Основные климатические характеристики регионов и исследуемых режимов работы ГТУ приведены в табл. 1.

Таблица 2. Таблица основных показателей расчета режимов работы ГТУ для региона 1 (климатическая зона с умеренно континентальным климатом)

Основные показатели	Цена тепла, долл./Гкал								
	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Цена электроэнергии, цент./кВт	4.72	4.52	4.31	4.10	3.80	3.54	3.24	2.84	2.22
Тепловая нагрузка ГТУ в расчетном режиме, Гкал/ч	125.4	129.8	136.2	156.3	175.3	179.6	212.7	261.1	277.6
Полезная электрическая мощность ГТУ в расчетном режиме, МВт	59.7	59.6	59.6	59.3	58.9	58.8	58.5	57.5	55.2
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	415.0	429.4	450.7	517.2	579.9	594.1	703.6	863.7	918.5
Годовой отпуск электроэнергии, тыс. МВт ч	392.0	391.5	391.1	389.6	387.9	386.3	385.0	373.7	362.7
Годовой расход топлива, тыс. т у.т. год	135.9	136.0	138.7	147.7	156.0	159.9	174.3	196.7	202.1
Удельные капиталовложения, долл./кВт	558.0	558.8	563.4	577.5	581.1	585.3	629.1	711.3	745.8
Коэффициент использования теплоты топлива	0.78	0.80	0.81	0.82	0.83	0.83	0.84	0.86	0.87
Площадь теплообменной поверхности котла-утилизатора, м ²	2789	2892	2902	3044	3305	3354	3749	4284	4740
Площадь теплообменной поверхности подогревателя подпитки сетевой воды, м ²	602	609	676	762	769	774	817	1024	1173

Диапазон изменения электрических мощностей ГТУ в исследуемых режимах принят равным 50–60 МВт. Внутренние относительные КПД воздушного компрессора и газовой турбины были заданы 0.85 и 0.89 соответственно. Предельно допустимое значение температуры газа перед газовой турбиной принято равным 1500°С. При расчете капиталовложений ГТУ была использована исходная экономическая информация [19–22]. Поскольку регион 2 предполагаемой эксплуатации ГТУ имеет значительно более холодный климат, то при расчетах учитывался коэффициент удорожания строительства, равный 1.52 [23]. Исследования проводились при цене топлива равной 100 долл./т у.т.

В результате решения задач определения минимальной и максимальной границы цены тепла (Задача II и Задача III) были определены следующие границы диапазонов изменения цены тепла для ГТУ каждого предполагаемого региона эксплуатации. Для ГТУ 1-го региона 9 долл./Гкал и 25 долл./Гкал, для ГТУ 2-го региона 12 долл./Гкал и 28 долл./Гкал. Оптимизационные расчеты выполнены с шагом в две единицы (Задача I). Некоторые из основных показателей режимов работы теплофикационной ГТУ для предполагаемых регионов эксплуатации, полученные при различной цене тепла, представлены в табл. 2, 3 и рис. 2–4.

Анализ данных, полученных в результате оптимизационных исследований режимов работы теплофикационной ГТУ при ее предполагаемой эксплуатации в двух регионах, один из которых находится в климатической зоне с умеренно континентальным климатом, а второй в зоне с резко континентальным климатом, позволяет сделать следующие выводы:

- Изменение цены электроэнергии для ГТУ региона 1 лежит в диапазоне от 4.72 цент./кВт до 2.22 цент./кВт (при диапазоне цены тепла от 9 долл./Гкал до 25 долл./Гкал), для ГТУ региона 2 от 5.13 цент./кВт до 1.64 цент./кВт (при диапазоне цены тепла от 12 долл./Гкал до 28 долл./Гкал).

- Годовой отпуск тепловой энергии на протяжении диапазона изменения цен энергетической продукции данной установки увеличивается для ГТУ обоих регионов, а годовой отпуск электроэнергии напротив уменьшается. Для ГТУ региона 1 годовой

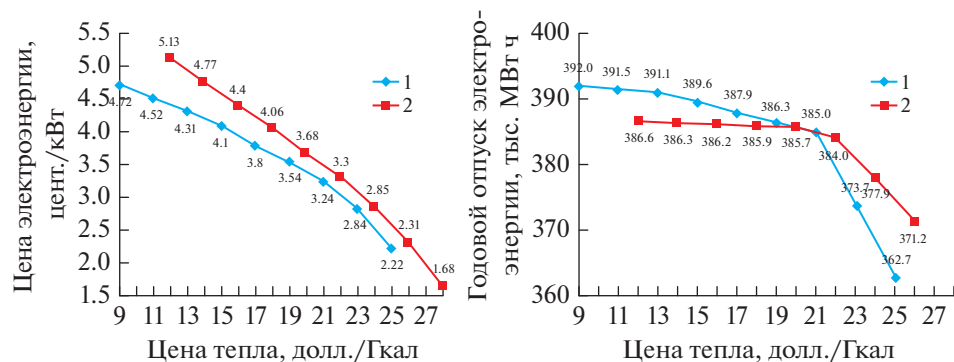


Рис. 2. График зависимости изменения цены электроэнергии и годового отпуска электроэнергии ГТУ от изменения цены тепла.

отпуск тепловой энергии находится в диапазоне 415.0–918.5 тыс. Гкал, годовой отпуск электроэнергии 392.0–362.7 тыс. МВт ч; для ГТУ региона 2 годовой отпуск тепловой энергии находится в диапазоне 610.0–1352.4 тыс. Гкал, годовой отпуск электроэнергии 386.6–363.6 тыс. МВт ч. Годовой расход топлива для ГТУ региона 1 при изменении цен тепла имеет диапазон 135.9–202.1 тыс. т у.т. год., для ГТУ региона 2 – 155.9–266.0 тыс. т у.т. год.

• Результаты оптимизационных исследований показывают, что применение в схеме ГТУ дожигания некоторого количества топлива в среде уходящих газов во второй камере сгорания позволяет повысить тепловую мощность данной энергоустановки,

Таблица 3. Таблица основных показателей расчета режимов работы ГТУ для региона 2 (климатическая зона с резко континентальным климатом)

Основные показатели	Цена тепла, долл./Гкал								
	12	14	16	18	20	22	24	26	28
Цена электроэнергии, цент./кВт	5.13	4.77	4.40	4.06	3.68	3.3	2.85	2.31	1.64
Тепловая нагрузка ГТУ в расчетном режиме, Гкал/ч	170.9	188.0	192.2	202.0	216.2	280.2	306.8	326.7	379.0
Полезная электрическая мощность ГТУ в расчетном режиме, МВт	59.9	59.7	59.6	59.5	59.5	59.4	59.3	59.1	59.0
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	610.0	671.0	686.1	721.0	771.6	1000.1	1095.3	1166.3	1352.4
Годовой отпуск электроэнергии, тыс. МВт ч	386.6	386.3	386.2	385.9	385.7	384.0	377.9	371.2	363.6
Годовой расход топлива, тыс. т у.т.год	155.9	162.2	166.3	170.8	182.2	210.9	227.5	245.8	266.0
Удельные капиталовложения, долл./кВт	731.9	732.0	735.0	745.0	756.0	850.0	893.0	953.0	994.0
Коэффициент использования теплоты топлива	0.86	0.87	0.87	0.88	0.88	0.89	0.89	0.89	0.89
Площадь теплообменной поверхности котла-утилизатора, м ²	2901	2929	2947	3076	3090	3513	4159	4623	5432
Площадь теплообменной поверхности подогревателя подпитки сетевой воды, м ²	616	624	702	798	867	900	987	1120	1270

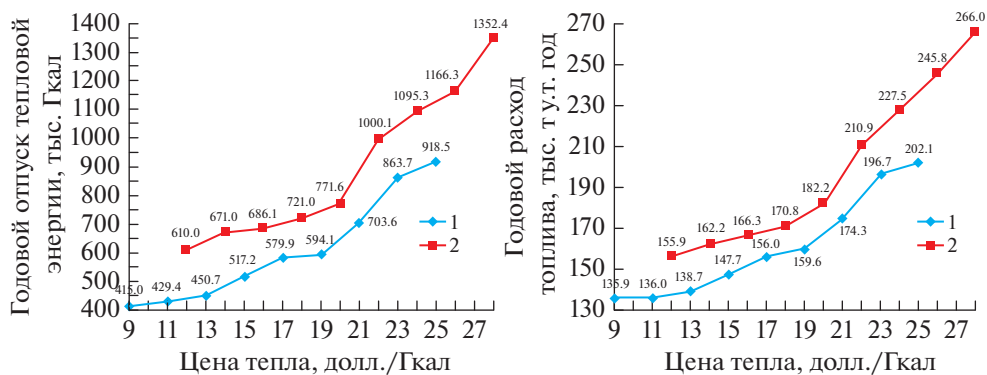


Рис. 3. График изменения годовых отпуска тепловой энергии и расхода топлива ГТУ от изменения цены тепла.

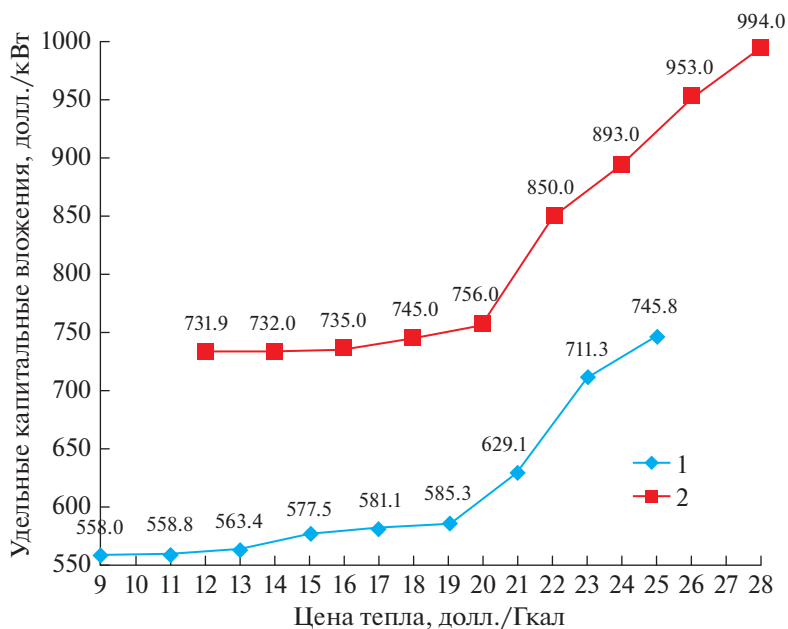


Рис. 4. График изменения удельных капиталовложений ГТУ от изменения цены тепла.

увеличивая ее вдвое для ГТУ каждого региона. Кроме того, использование технологии утилизации тепла дымовых газов, которая реализована для исследуемой ГТУ по средствам установки контактного теплообменника по ходу газа после котла-утилизатора, участвующего в процессе подогрева подпиточной сетевой воды, дает от 10% до 20% дополнительного тепла от тепловой нагрузки ГТУ в зависимости от режима работы энергоустановки.

- Исследуя возможные диапазоны формирования цен на энергетическую продукцию для ГТУ обоих регионов видно, что чем выше цена электроэнергии, тем выгоднее электроэнергию производить и отпускать, при этом тепловая нагрузка остается на уровне, необходимом для обеспечения нужд потребителей. С увеличением цены тепла тепловая нагрузка ГТУ растет, при этом, как показывают оптимизационные исследования, выгодно снизить до некоторого допустимого значения выработку и отпуск электрической энергии.

- Удельные капиталовложения на единицу полезной электрической мощности увеличиваются: для ГТУ 1-го региона это диапазон равный 558.0–745.8 долл./кВт, для ГТУ региона 2 – 731.9–994.9 долл./кВт. Рост удельных капиталовложений по мере увеличения цены тепла происходит из-за увеличения теплообменной поверхности котла-утилизатора и подогревателя подпитки сетевой воды, площадь которых определяется при конструкторском расчете ГТУ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе оценивается эффективность режимов работы теплофикационной ГТУ при эксплуатации в климатических зонах с умеренно континентальным и резко континентальным климатом с учетом неопределенности цен на отпускаемую энергетическую продукцию. Представлена методика определения зависимости изменения цены электроэнергии от изменения цены тепла. Методика позволяет найти диапазон цен, на основе которого проводятся оптимизационные исследования и строится Парето-оптимальное множество решений. Данное множество решений помогает определить, имеются ли варианты технических и экономических решений, обеспечивающие конкурентоспособность исследуемой энергоустановки. Для ГТУ обоих регионов эксплуатации определены диапазоны цен тепла (регион 1 – 9–25 долл./Гкал, регион 2 – 12–28 долл./Гкал). На данных диапазонах с шагом в две единицы проведены оптимизационные расчеты режимов работы ГТУ. Определены соответствующие конкретной точке диапазона цены тепла следующие основные параметры: цена электроэнергии, расчетная тепловая и электрическая нагрузки, годовые отпуска тепловой и электрической энергии, годовой расход топлива, удельные капиталовложения на единицу полезной электрической мощности, коэффициент использования теплоты топлива, конструктивные характеристики оборудования ГТУ. Для исследуемой ГТУ используется технология утилизации тепла дымовых газов, реализованная по средствам установок контактного теплообменника по ходу газа после котла-утилизатора, который участвует в процессе подогрева подпиточной сетевой воды. Применение данной технологии позволяет получать от 10% до 20% дополнительного тепла от общей тепловой нагрузки ГТУ, в зависимости от режима работы энергоустановки. Полученные данные могут использоваться при выборе оптимальных технических решений, подборе оптимального сочетания схемно-параметрических решений, обеспечивающих конкурентоспособность продукции теплофикационной ГТУ с возможными для использования однопродуктовыми тепло- и электрогенерирующими установками с учетом климатических характеристик регионов эксплуатации энергоустановок.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005, рег. № AAAA-A21-121012190004-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лощаков И.И., Недотко В.В., Ромахова Г.А., Сергеев А.Ю. Эффективность использования газотурбинных установок средней мощности на тепловых электростанциях // Известия РАН. Энергетика. 2009. № 3. С. 103–112.
2. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремизов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. 584 с.

3. *Ольховский Г.Г.* Газотурбинные и парогазовые установки сегодня // Электрические станции, 2015. № 1. С. 73–78.
4. *Najjar Y.S.H.* Gas turbine cogeneration systems: a review of some novel cycles // Applied Thermal Engineering, 2000. P. 179–197.
[https://doi.org/10.1016/S1359-4311\(99\)00019-8](https://doi.org/10.1016/S1359-4311(99)00019-8)
5. *Bade M., Bandyopadhyay S.* Analysis of gas turbine integrated cogeneration plant: process integration approach // Applied Thermal Engineering, 2015. P. 118–128.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.12.024>
6. *Yang X., Li H., Svendsen S.* Evaluations of different domestic hot water preparing methods with ultra-low-temperature district heating. Energy, 2016. P. 248–259.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.109>
7. *Liu X., Wu J., Jenkins N., Bagdanavicius A.* Combined analysis of electricity and heat networks // Appl Energy, 2016. P. 1238–1250.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.01.102>
8. *Leitner B., Widl E., Gawlik W., Hofmann R.* A method for technical assessment of power-to-heat use cases to couple local district heating and electrical distribution grids // Energy, 182, 2019. P. 729–738.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.016>
9. Электронный портал “НП Совет рынка”. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm> (Дата обращения: 19.08.2020).
10. *Демченко К.В.* Основные принципы организации оптового рынка электроэнергии и мощности Российской Федерации // Главный энергетик, 2019. № 12. С. 23–27.
11. *Пеньковский А.В., Стенников В.А.* Математическое моделирование рынка тепловой энергии в формате единой теплоснабжающей организации // Теплоэнергетика, 2018. № 7. С. 42–53.
<https://doi.org/10.1134/S004036361807007X>
12. *Стенников В.А., Паламарчук С.И., Головищikov В.О.* Создание эффективных розничных рынков электрической и тепловой энергии – важная задача отечественной электроэнергетики // Энергетик, 2018. № 2. С. 3–6.
13. *Woo C.K., Milstein I., Tishler A., Zarnikau J.* A wholesale electricity market design sans missing money and price manipulation // Energy Policy, 2019. P. 19–401.
<https://doi.org/10.2139/ssrn.3377032>
14. *Zarnikau J., Tsai C.H., Woo C.K.* Determinants of the wholesale prices of energy and ancillary services in the U.S. Midcontinent electricity market // Energy, 195, 2020.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117051>
15. *Нугматулин Б.И.* Методология сравнения цен товаров и услуг в разных странах на примере стоимости электроэнергии для конечных потребителей в России и США // Известия РАН. Энергетика, 2020. № 1. С. 50–71.
<https://doi.org/10.31857/S0002331020010082>
16. *Клер А.М., Тюрина Э.А. и др.* Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. Новосибирск: Академическое издательство “Гео”, 2016. 298 с.
17. *Клер А.М., Степанова Е.Л., Максимов А.С.* Исследование эффективности теплофикационного энергоблока с противодавленческой паровой турбиной и утилизацией тепла уходящих газов // Теплофизика и аэромеханика, 2018. Т. 25. № 6. С. 963–973. DOI 10.1134 / S0869864318060136
18. *Клер А.М., Маринченко А.Ю., Потанина Ю.М.* Схемно-параметрическая оптимизация установок на древесной биомассе, реализующих различные варианты цикла Ренкина // Известия РАН. Энергетика, 2020. № 2. С. 141–154.
19. *Степанова Е.Л., Жарков П.В.* Исследование эффективности дожигания топлива в дополнительной камере сгорания ГТУ, имеющей контактный теплообменник для подогрева подпиточной сетевой воды // Известия РАН. Энергетика, 2020. № 2. С. 133–140.
20. *Клер А.М., Потанина Ю.М., Максимов А.С.* Учет переменного характера тепловых нагрузок при оптимизации теплофикационных энергетических установок // Теплоэнергетика, 2012. № 7. С. 63–69.
21. *Клер А.М., Потанина Ю.М., Епишкин Н.О.* Влияние котельных сталей на показатели угольного энергоблока. Известия РАН. Энергетика, 2015. № 5. С. 106–111.
22. *Kler A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O.* Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // Energy, 2019. V. 189.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116230>
23. ГСН 81-05-02-2007 Сборник сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время.

Estimation of the Efficiency of Operating Modes of a Cogeneration GTU Operating in Climatic Zones with Temperate Continental Climate and Sharply Continental Climate with Uncertainty of Prices for Energy Products

A. M. Kler^a, E. L. Stepanova^{a, *}, and P. V. Zharkov^a

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

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

The authors assessed the efficiency of the operation modes of a cogeneration gas turbine unit during operation in climatic zones with temperate continental climate and sharply continental climate with an uncertainty in prices for energy products. The authors' methodology makes it possible to carry out optimization studies of the operating modes of a cogeneration gas turbine unit, taking into account the determination of the dependence of changes in the prices of electric and thermal energy. The technique allows you to find a price range, on the basis of which a Pareto-optimal set of decisions is built. This will help determine the options for technical solutions and ensure the competitiveness of the gas turbine unit with other heat and power generating plants and choose the most efficient of these options. This helps to determine the options for technical solutions and to ensure the competitiveness of the gas turbine unit with other heat and power generating units and to choose the most efficient of these options. To determine the maximum and minimum boundaries of the heat price range, two optimization problems are solved: the problem of minimizing the energy price to determine the maximum heat price and the problem of minimizing the exergy price to find the minimum boundary of the heat price range. The problem of minimizing the price of electricity is solved for a given heat price and rate of return on investment for constructing a Pareto-optimal set of solutions for the obtained price range. The data obtained can be used to select the optimal technical solutions for operation in regions with different climatic characteristics, to select the optimal combination of circuit-parametric solutions that ensure the competitiveness of the products of this cogeneration gas turbine unit.

Keywords: gas turbine units, mathematical modeling of thermal power plants, optimization calculations of operating modes of thermal power plants, energy and economic efficiency, utilization of flue gas heat

УДК 622.276.001

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОВМЕСТНОЙ СЛОЕВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ ДРЕВЕСНОЙ БИОМАССЫ И МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОТХОДОВ

© 2021 г. И. Г. Донской*

*Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия***e-mail: donskey.chem@mail.ru*

Поступила в редакцию 01.04.2021 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

Утилизация горючих отходов, таких как шламы сточных вод, может производиться с получением генераторного газа энергетического или технологического назначения. Целью данной работы является оценка эффективности совместной термохимической конверсии шламов с древесной биомассой с помощью математической модели, которая позволяет исследовать характеристики процесса газификации при различных условиях (удельный расход воздуха, состав топливной смеси, начальная влажность шлама). В работе рассматривается обращенный слоевой процесс газификации. Получены зависимости характеристик процесса газификации, проведено сравнение с опубликованными экспериментальными данными. Получены новые результаты о зависимости энергетической эффективности процесса от состава топлива, предложен метод выбора подходящего состава топливной смеси, основанный на требованиях к устойчивости слоя и качеству газа.

Ключевые слова: газификация, шламы сточных вод, древесина, математическое моделирование

DOI: 10.31857/S0002331021030055**ВВЕДЕНИЕ**

Шлам очистки сточных вод — это один из видов бытовых и промышленных отходов. По некоторым оценкам, на каждого человека приходится порядка нескольких килограммов шлама в год [1, 2], поэтому во многих странах его уничтожение становится важной задачей. Основными проблемами переработки шлама являются: высокая влажность, нестабильность состава и механических свойств, особенности термического поведения, такие как образование смол, спекание органической массы и золы. Низкую теплотворную способность шлама обычно компенсируют за счет сжигания в смеси с качественными топливами, такими как углеводороды, биомасса и уголь [3].

Среди технологий переработки шлама основную долю занимает сжигание. Для предотвращения спекания при сжигании шлама часто используются вращающиеся печи, проталкивающие шнеки [4, 5], сжигание в кипящем слое [6]. При сжигании образуются летучие загрязняющие вещества, которые требуют специальной регулировки процесса горения и сложных систем очистки. Например, в работе [7] предложен эффективный способ газификации шлама в воде при сверхкритических условиях. Одним из перспективных способов конверсии шламов сточных вод является газификация, преимуществом которой является снижение летучести некоторых вредных компонентов. Эффективность процесса газификации обычно выражается в виде отноше-

ния теплоты сгорания горючих газов к теплоте сгорания исходного топлива, которое еще называют химическим КПД газификации (*cold gas efficiency, CGE*).

Температурные диапазоны пиролиза и окисления шлама сточных вод сильно размыты по сравнению с качественными топливами, а кинетика и состав продуктов совместной конверсии часто оказываются неаддитивными по отношению к исходным компонентам [8–10]. Газификация гранулированного шлама с влажностью 12% и зольностью 23% в обращенном реакторе проводилась в работе [11]. Авторам удалось добиться стационарных режимов с температурой в ядре горения порядка 1000–1100°C, однако содержание смол и пыли в сыром газе достигало 6–8 г/нм³ – такой уровень загрязнения требует дополнительной очистки газа перед сжиганием. В работе [12] были проведены эксперименты по газификации засыпок древесных пеллет и шлама сточных вод в реакторе периодического действия. Температурные измерения позволили обнаружить протекание волн химического превращения, связанных с выходом летучих и выгоранием твердого остатка. Брикет из шлама горит с большей температурой, чем древесные пеллеты, но с меньшей удельной скоростью. Устойчивый режим достигается при больших значениях избытка окислителя (порядка 0.6–0.8).

Совместная газификация шлама с другими топливами позволяет повысить допустимую влажность перерабатываемого шлама. Например, в работах [13, 14] сообщается о газификации древесной биомассы и шлама с влажностью 20%. В работе [15] показано, что при переходе от шлама к смеси с содержанием древесных пеллет 30% химический КПД возрастает с 20–30% до 30–50%. Однако высокая доля шлама в смеси, помимо ухудшения характеристик газа и конверсии топлива, может привести к спеканию и снижению проницаемости слоя [3, 5]. Полученный газ содержит больше конденсата, поэтому требует дополнительной очистки. В работе [16] использовался реактор с двухступенчатым подводом дутья, что позволило добиться химического КПД на уровне 75–80% при содержании смолы в газе до 3 г/нм³.

Высокая влажность, однако, может быть благоприятным обстоятельством при авто-газификации шлама. При внешнем нагреве влага становится газифицирующим агентом [17, 18]. Такой способ газификации был экспериментально исследован в работе [19], в котором топливо (смесь шлама с древесной щепой) прогревалась в шнековом реакторе при температуре стенок 700–900°C. Проведенные авторами измерения показывают, что повышение доли шлама ухудшает характеристики горючего газа, однако способствуют более полной конверсии топливной смеси. Пирогазификация шлама во вращающемся реакторе (для устранения проблем со спеканием) проводилась в работе [5], авторы которой сообщают о достижении химического КПД 67% (однако за счет внешнего теплоподвода).

Результаты экспериментов по совместной газификации биомассы и шлама сточных вод на установке мощностью порядка 250 кВт показывают, что при организации подогрева дутья возможна устойчивая работа системы “газогенератор-газовый двигатель” с электрическим КПД порядка 20–23% [20]. Авторы также дают технико-экономический анализ тепловой станции на смесевом топливе, который показывает возможность совместной переработки при наложении штрафов на выбросы, хотя и при больших сроках окупаемости. Похожие результаты получены в работе [21] при рассмотрении крупной станции с совместной газификацией шлама с другими топливами.

Одностадийный процесс газификации шлама в реакторе кипящего слоя исследовался в работе [22]. Авторы предложили упрощенную кинетическую модель разложения шлама, которую применили для описания наблюдаемых эффектов. В работе [23] предложен способ газификации сухого (влажность 2–8%) шлама в двухстадийном реакторе кипящего слоя. Образующиеся на первой стадии смолистые продукты сорбируются и разлагаются на второй стадии в слое активного компонента (активированный уголь, доломит), благодаря чему удается получить достаточно чистый газ. В дру-

Таблица 1. Состав и свойства топлив

	Древесина	Шлам
W^r , %	8.3	10–40
A^d , %	6.2	28.4
V^{daf} , %	80	76
C^{daf} , %	47.0	47.3
H^{daf} , %	5.9	6.5
O^{daf} , %	45.2	36.9
N^{daf} , %	1.0	7.0
S^{daf} , %	0.8	2.3
Размер частиц, см	2.5	2.5
Q^d , МДж/кг	16.3	13.9

гой работе авторов [24] удалось добиться дополнительного снижения содержания смолы в газе за счет подогрева топлива в шнековом питателе (торрефикации).

Одной из проблем термической переработки шламов является поведение минеральной части [25–27]. Ее взаимодействие с другими минеральными компонентами (например, с золой угля и биомассы) может приводить к эффектам разнонаправленного изменения летучести и плавкости золы [28–31] и изменению реакционной способности [32].

При моделировании процессов газификации шлама часто используются равновесные термодинамические модели [22, 33]. В работах [14, 34] предложены нестационарные зональные и пространственно одномерные модели, с помощью которых авторы исследовали переходные режимы в слоевых газогенераторах. В [35] авторы использовали несколько разных математических моделей: термодинамическую модель (с ограничениями на образование смолы и степень равновесности некоторых реакций) и трехмерную *CFD*-модель физико-химических процессов в пористой среде. Как показало сравнение результатов, детализация модели мало влияет на интегральные характеристики процесса, хотя и позволяет проанализировать картину течения и распределение температур в слое.

В данной работе рассматривается обращенный слоевой процесс газификации, для которого характерно пониженное содержание смолистых продуктов в генераторном газе за счет их разложения в высокотемпературной окислительной зоне и фильтрации в восстановительной зоне.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Рассматривается однородный по сечению слой частиц топлива. Процесс считается стационарным. Высота реакционной зоны слоя составляет 0.25 м, внутренний диаметр реактора 0.2 м. Расход топлива равен 10 кг/ч, расход дутья (подогретый до 30°C воздух) ок. 3–4 нм³/ч. В качестве топлива используются смеси частиц древесины (средний размер 2.5 см) и шлама (с тем же размером частиц), состав и свойства приведены в табл. 1. Примерный компонентный состав органической массы древесины: 48% целлюлозы, 28% гемицеллюлоз, 24% лигнина. Оценить компонентный состав шлама намного сложнее. В настоящей работе наиболее важной характеристикой шлама является его теплопроводная способность, которая приближенно определяется по его элементному составу.

Уравнения, описывающие стационарный теплообмен в слое топлива, могут быть записаны следующим образом [36]:

$$\lambda^f \frac{d^2 T^f}{dz^2} - C_p^f J^f \frac{dT^f}{dz} + \alpha_1 S_1 (T^g - T^f) + Q^f(z) = 0,$$

$$\lambda^g \frac{d^2 T^g}{dz^2} - C_p^g J^g \frac{dT^g}{dz} - \alpha_1 S_1 (T^g - T^f) - \alpha_2 S_2 (T^g - T^w) + Q^g(z) = 0.$$

Здесь T – температура, К; C_p – теплоемкость, Дж/кг/К; λ – эффективная теплопроводность, Вт/(м К); α_1 – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м² К); J – массовый поток, кг/с; S_1 – площадь теплообмена между газом и топливом, м²; S_2 – площадь теплообмена между газом и стенкой, м²; Q – источник теплоты, Вт; z – пространственная координата (высота слоя), м; индексы f , g и w соответствуют топливу, газу и стенке.

На входе в слой для температур топлива и газа выполняются условия Данквертса [37] (для упрощения считаем, что химические реакции на входной границе не протекают), на выходе из слоя устанавливаются граничные условия второго рода.

$$C_p^g J_0^g (T_0^g - T^g(0)) - \lambda^g \frac{dT^g}{dz} \Big|_{z=0} = 0, \quad C_p^f J_0^f (T_0^f - T^f(0)) - \lambda^f \frac{dT^f}{dz} \Big|_{z=0} = 0,$$

$$\frac{dT^g}{dz} \Big|_{z=L} = 0; \quad \frac{dT^f}{dz} \Big|_{z=L} = 0.$$

Коэффициенты межфазного переноса в слое топлива оцениваются по формулам для стационарного зернистого слоя [38].

Для решения этой системы уравнений необходимо знать также функции источников теплоты $Q(z)$. Обычно эти функции определяются кинетикой химических реакций. В настоящей работе применяется кинетико-термодинамический подход для их расчета [39] и расщепление по физическим процессам для согласования температурного поля и нелинейных химических источников [40].

Для определения функции источника (или стока) теплоты $Q(z)$ необходимо знать изменение компонентного состава системы в малом объеме. Расчет изменения химического состава происходит в две стадии. Сначала рассматриваются гетерогенные процессы: сушка, пиролиз и реакции углеродистого остатка с O_2 , CO_2 и H_2O .

$$u_f \frac{dn_{H_2O}}{dz} = \beta S_1 \left(C_{H_2O}^{eq} - \frac{n_{H_2O}}{V_g} \right), \quad u_f \frac{dn_V}{dz} = -k_{pyr} n_V,$$

$$u_f \frac{dn_C}{dz} = -k_{O_2}^{eff} S_1 \frac{n_{O_2}}{V_g} - k_{CO_2}^{eff} S_1 \frac{n_{CO_2}}{V_g} - k_{H_2O}^{eff} S_1 \frac{n_{H_2O}}{V_g}.$$

Здесь u_f – линейная скорость продвижения топлива, м/с (J/ρ^f); V_g – порозный объем, м³; β – коэффициент массообмена, м/с; C^{eq} – равновесная концентрация паров воды, моль/м³; k_{pyr} – константа скорости пиролиза, с⁻¹; n_V – количество летучих веществ в топливе, моль; n_C – количество углерода топлива, моль; n_{O_2} , n_{CO_2} , n_{H_2O} – количество молей соответствующих веществ в порозном объеме, моль; S_1 – площадь реакционной поверхности топлива, м²; k^{eff} – эффективная константа скорости гетерогенной реакции, м/с (нижний индекс относится к газифицирующему агенту). Эффективная константа скорости гетерогенной реакции k^{eff} определяется из квазистационарного выражения:

$$k^{eff} = \frac{1}{\frac{1}{\beta} + \frac{1}{k_0 e^{-\frac{E}{RT}}}}.$$

Здесь k_0 – предэкспонент, м/с; E – энергия активации, Дж/моль; R – универсальная газовая постоянная, 8.314 Дж/моль/К. Процесс газификации разбивается на две стадии: пиролиз с образованием пирогаза и твердого углеродистого остатка, и газификация углеродистого остатка, реакционные свойства которого считаются не зависящими от степени превращения. Кинетические коэффициенты гетерогенных реакций приведены в табл. 2. Рассмотренный здесь список включает только гетерогенные ре-

Таблица 2. Кинетические характеристики древесины и шлама

Реакция	Древесина		Шлам	
	k_0	E_a , кДж/моль	k_0	E_a , кДж/моль
Пиролиз	$5.4 \times 10^4, \text{с}^{-1}$	96	$2.7 \times 10^6, \text{с}^{-1}$	120
$\text{C} + \text{O}_2$	$2.4 \times 10^6, \text{м/с}$	142	$1.6 \times 10^6, \text{м/с}$	99
$\text{C} + \text{CO}_2$	$1.32 \times 10^7, \text{м/с}$	259	$2.7 \times 10^6, \text{м/с}$	218
$\text{C} + \text{H}_2\text{O}$	$9.3 \times 10^5, \text{м/с}$	175	$2.1 \times 10^6, \text{м/с}$	158
Разложение смолы	$1 \times 10^6, \text{с}^{-1}$	150	$1 \times 10^4, \text{с}^{-1}$	90

акции, причем в наиболее простом варианте (в виде одностадийных брутто-превращений органической массы топлив). Такой подход является вынужденным упрощением: детальные механизмы реакций, протекающих при термохимическом разложении древесины и отходов, включают сотни и тысячи элементарных стадий [41, 42]. Однако при анализе влияния на процесс газификации большого числа параметров приходится использовать предельно редуцированные схемы превращений, аппроксимируя термическое поведение реальных топлив набором из четырех реакций.

Алгоритм численного решения этой задачи строится на основе расщепления по физическим процессам, а именно, выделении “тепловой подзадачи” (распределение температур) и “химической подзадачи” (распределение концентраций) [40]:

1) “Тепловая подзадача” заключается в решении задачи теплопроводности при постоянных расходах J_i и источниках Q_i :

$$\lambda_{i-1,i} S_{i-1,i} \frac{T_{i-1} - T_i}{h} + \lambda_{i,i+1} S_{i,i+1} \frac{T_{i+1} - T_i}{h} + C_p J_{i-1} T_{i-1} - C_p J_i T_i + Q_i = 0.$$

Условия Данквертса в разностной форме записываются следующим образом:

$$C_p J_0 T_0 - C_p J_1 T_1 - \lambda_{1,2} S_{1,2} \frac{T_1 - T_2}{h} = 0.$$

Здесь h – шаг разностной сетки; $S_{i,i+1}$ – поверхность переноса между соседними расчетными объемами. Система уравнений нелинейна, поскольку теплофизические коэффициенты (C_p , λ) зависят от температуры и состава. Однако эта зависимость не так существенна, как для скоростей химических превращений: как правило, в аппроксимациях теплопроводности и удельной теплоемкости значимы один-два первых температурных коэффициента в полиноме, а их зависимость от температуры имеет монотонный характер. Поэтому система решается методом простой итерации, причем на каждой итерации коэффициенты считаются постоянными, что позволяет использовать простые методы для решения линейных уравнений на T .

2) “Химическая подзадача”: поле температур позволяет рассчитать поля концентраций в исследуемой системе и уточнить распределение источников. В приближении реактора идеального вытеснения решается следующая задача:

$$(Jx_j)_{i-1} = (Jx_j)_i - \tau_i w_j.$$

Здесь x_j – концентрация j -го компонента; w_j – скорость ее изменения в химических реакциях; τ – характерное время пребывания вещества в расчетном объеме:

$$\tau_i = \frac{\Delta V_i}{\delta \frac{J_{i-1}}{\rho_{i-1}} + (1 - \delta) \frac{J_i}{\rho_i}}.$$

В зависимости от значения параметра δ можно получить разную степень аппроксимации (явное или неявное выражение для скорости потока). В расчетах использовалось значение $\delta = 1$.

Поскольку рассматривается небольшое число реакций, решение ищется следующим образом: сначала методом Эйлера оценивается изменение медленных переменных (участвующих в гетерогенных реакциях), а затем для оставшихся компонентов решается задача химического равновесия. Эта расчетная схема получается рекурсивной (решение в i -ом элементе зависит от состояния в элементе $i - 1$) и выглядит следующим образом:

$$\mathbf{n}_i = \arg \min G(\mathbf{n}, T_i), \quad \mathbf{A}\mathbf{n}_i = \mathbf{A}\mathbf{n}_{i-1}, \quad n_i^C = n_{i-1}^C - \tau_i \sum_q k_q(T_i) n_{i-1}^q.$$

На каждом шаге можно оценить значение функции источника в i -ом элементе по разности энтальпий входящего и выходящего потока:

$$Q_i = \frac{\sum_j h_j^i(T_{i-1}) n_{i-1}^j - \sum_j h_j^j(T_i) n_i^j}{\tau_i}.$$

Здесь h_j — мольная энтальпия j -го компонента, Дж/моль; n_j — количество j -го компонента, моль; τ — время контакта, с; индекс *in* относится к входящему потоку, *out* — к выходящему. Найденные значения Q_i подставляются в первую задачу для уточнения температурного поля. Изменение состава приводит к изменению средней плотности потока, которая также пересчитывается на каждом шаге.

Таким образом, для решения задачи в целом производится решение множества оптимизационных подзадач для расчетных элементов, причем решение для каждого элемента является начальным условием для следующего по порядку в расчетной схеме. Параметры расчетных элементов (температура, состав, время пребывания) уточняются за счет итерационного согласования решений теплообменной и химической подзадач.

Результаты одного расчета (доля шлама в смеси 20%, коэффициент избытка воздуха 0.3) представлены на рис. 1. Модель предсказывает образование зоны горения (*flaming pyrolysis zone*) вблизи входа дутья в слой топлива: здесь происходит резкое увеличение температуры и выгорание топлива. При этом образуется вторичный газифицирующий агент, смесь CO_2 и H_2O , которые восстанавливаются до CO и H_2 на поверхности коксозольного остатка.

Для валидации модели были проведены расчеты режимов совместной газификации древесины и шлама из работы [14]. Результаты расчетов приведены в табл. 3: сравнение расчетных и экспериментальных значений показывает удовлетворительное совпадение. Отклонения наблюдаются главным образом для концентрации кислорода на выходе из реактора. Экспериментальное содержание кислорода в газах доходит до нескольких процентов. Возможно, что это является результатом подсосов воздуха или образования инертной зоны в небольшой области около стенок (что не учитывается в модели).

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОБРАЩЕННОЙ ГАЗИФИКАЦИИ СМЕСЕЙ ДРЕВЕСИНЫ И ШЛАМА С РАЗНОЙ ВЛАЖНОСТЬЮ

С помощью разработанной модели были проведены вариантные расчеты процесса совместной газификации древесины и шлама в обращенном газогенераторе мощностью порядка 200 кВт(т). Высота реакционной зоны слоя составляет 0.25 м, внутренний диаметр реактора 0.2 м. Расход топлива равен 10 кг/ч, расход дутья (воздух при температуре 27°C) порядка нескольких $\text{м}^3/\text{ч}$. В качестве топлива используются смеси частиц древесины (средний размер 2.5 см) и шлама (с тем же размером частиц). Диа-

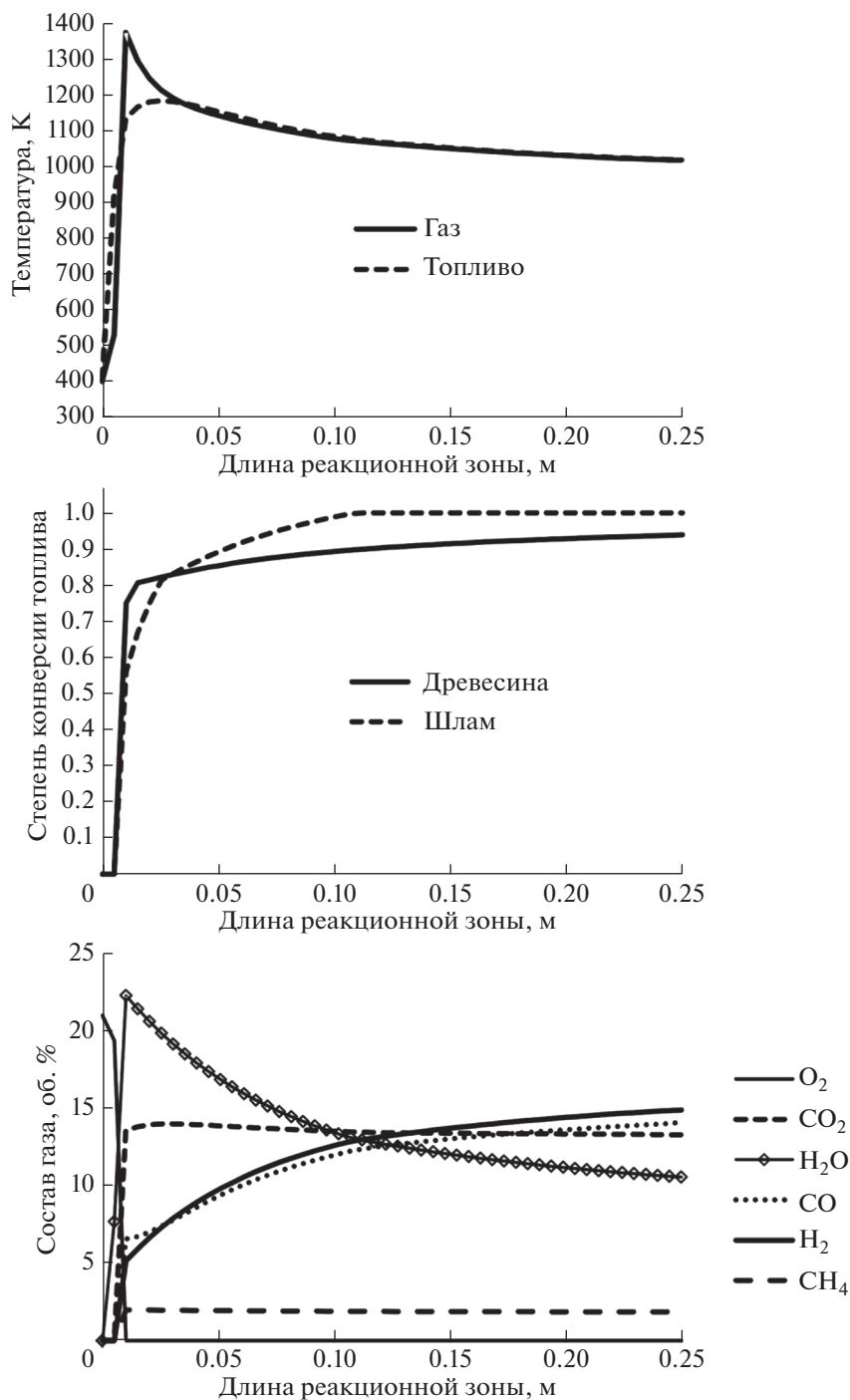


Рис. 1. Профили температур, степени выгорания и состава газа по высоте слоя.

Таблица 3. Сравнение результатов моделирования и экспериментальных данных [14]: сверху в ячейках — измеренное значение, снизу — расчетное

Характеристики сухого газа	Содержание шлама в смеси, % масс.			
	0	10	20	33
CO, % об.	17.1	15.9	15.6	12
	16.9	16.1	15.7	15.5
H ₂ , % об.	17.3	17.1	16.8	13.4
	18.2	17.0	16.6	10.6
CH ₄ , % об.	1.7	2	2.1	1.8
	2.1	2.1	2.1	1.8
CO ₂ , % об.	11.9	12.2	12.7	12.5
	14.9	14.9	14.8	13.5
O ₂ , % об.	1.3	1.7	1	3.4
	0.0	0.0	0.0	0.0
Q, МДж/нм ³	4.7	4.6	4.5	3.6
	4.8	4.6	4.5	3.7

пазон условий: доля шлама в смеси с древесиной от 0 до 100 мас. % (с шагом 10%); коэффициент избытка окислителя 0.1–0.8 (с шагом 0.05); начальная влажность шлама 10–40% на рабочую массу (с шагом 10%). Результаты расчетов приведены ниже в виде диаграмм, на которых изображены зависимости характеристик процесса от удельного расхода дутья и состава топлива (рис. 2). Поверхности химического КПД имеют экстремальный характер: при увеличении коэффициента избытка окислителя КПД сначала возрастает за счет окисления топлива с образованием горючих газов, затем достигает максимума (который близок к точке полной конверсии топливного углерода), после чего падает из-за окисления горючих газов [43].

Газификация древесины без добавок шлама происходит достаточно эффективно, с максимальным КПД ок. 70% (при коэффициенте избытка окислителя порядка 0.35). Сухой шлам (с влажностью 10%) также эффективно конвертируется даже без добавок древесины, однако с ростом влажности изолинии КПД приобретают все больший наклон. Шлам с влажностью 40% скорее тлеет, чем горит: максимальная эффективность его конверсии составляет ок. 30%.

Минимальное значение коэффициента избытка окислителя, при котором начинается газификация, определяет границу термической устойчивости процесса. Как видно из рис. 2, для древесины и сухого шлама эта величина составляет ок. 0.15. С увеличением влажности газификация становится возможной при больших удельных расходах воздуха: при влажности шлама 30% и 40% минимальный коэффициент избытка окислителя составляет ок. 0.3. Для газификации такого влажного топлива требуются большие затраты теплоты. Максимум химического КПД при этом смещается в сторону больших коэффициентов избытка окислителя, поскольку дожигание огарка при невысоких температурах требует окисления значительной части горючих газов.

Ограничиваясь минимальным значением химического КПД в 50–60%, можно установить максимальную долю шлама в смеси для разных уровней влажности. Эти значения приведены в табл. 4.

В ряде случаев результаты математического моделирования показывают возможность газификации шлама без добавок древесины, но при влажности шлама 40% его максимальная доля в смеси с древесиной не должна превышать 30–40%. Эти значения выше, чем известные опубликованные данные по конверсии влажного шлама. Одна-

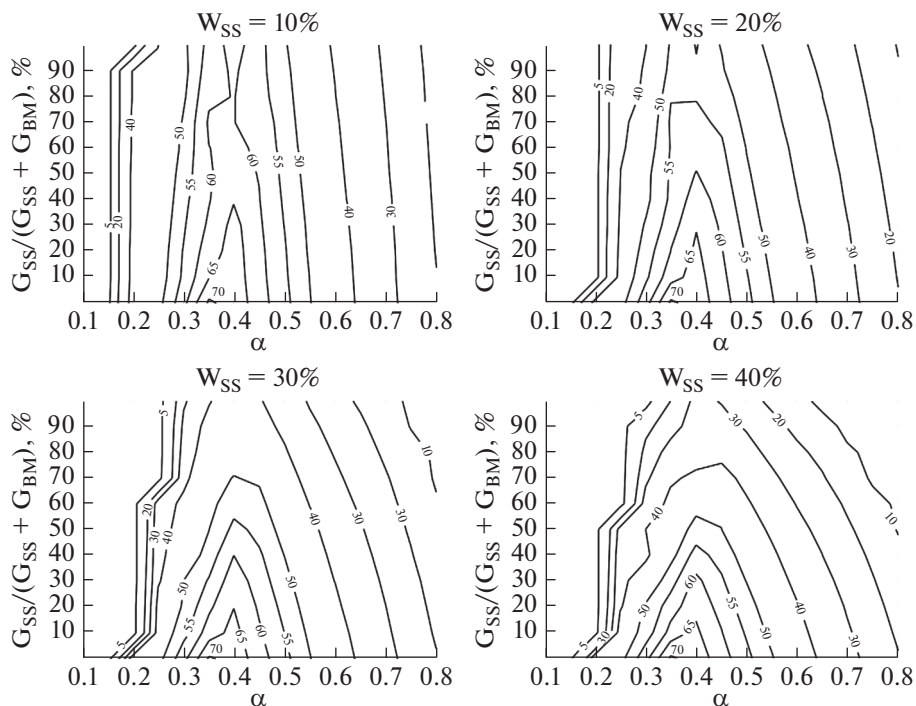


Рис. 2. Зависимость химического КПД процесса газификации (%) от коэффициента избытка окислителя (α), доли шлама в смеси с древесиной и его начальной влажности.

ко, в математической модели не учитывается агломерация. В работе [14] авторами были получены агломераты размером до 7–8 см, которые могут приводить к закупориванию слоя. Образование агломератов связано, скорее всего, с термомеханическими превращениями органической и минеральной массы [29, 44]. Образование агломератов особенно характерно для влажного топлива, поэтому границы эффективных режимов будут отличаться от полученных в данной работе. Если провести такую границу на уровне 20–30% (т.е. принять, что при такой доле шлама образующиеся агломераты не мешают работе газогенератора), можно оценить максимальный химический КПД для шламов разной влажности в смесях с древесиной: эти оценки приведены в табл. 5.

Таблица 4. Допустимая доля шлама в смеси с биомассой при разной начальной влажности

Минимальный химический КПД, %	Начальная влажность шлама, %	Допустимая доля шлама в смеси, %
60	10	100
	20	50
	30	40
	40	30
50	10	100
	20	100
	30	70
	40	40

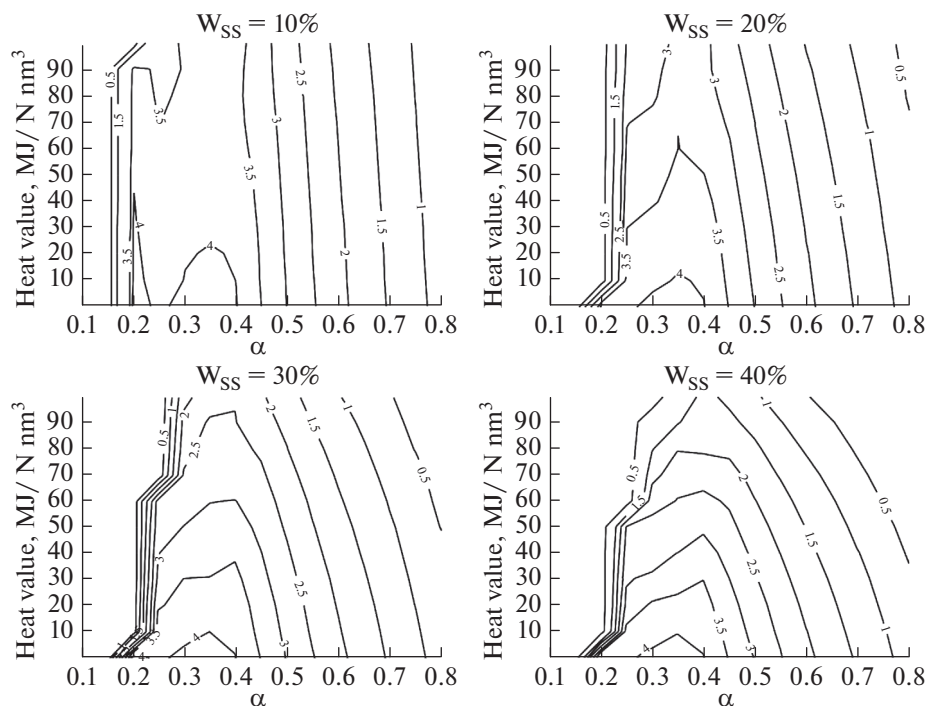


Рис. 3. Зависимость теплотворной способности генераторного газа (МДж/нм^3) от коэффициента избытка окислителя (α), доли шлама в смеси с древесиной и его начальной влажности.

Расчеты показывают, что теплота сгорания генераторного газа уменьшается с увеличением доли шлама (рис. 3). Для древесины эта величина составляет ок. 4 МДж/нм^3 , для сухого шлама ок. 3.5 МДж/нм^3 , для влажного шлама – менее 1 МДж/нм^3 . Для сухого шлама при изменении коэффициента избытка окислителя наблюдается два экстремума теплотворной способности: при малых избытках окислителя (образуется пирогаз с высоким содержанием водорода, рис. 4) и вблизи точки полной конверсии углерода (образуется генераторный газ с высоким содержанием CO , рис. 5). Пиролиз влажного

Таблица 5. Химический КПД процесса совместной газификации при ограничении на долю шлама в смеси

Максимальная доля шлама в смеси, %	Начальная влажность шлама, %	Предельный химический КПД, %
20	10	67.1
	20	66.0
	30	64.9
	40	63.8
30	10	67.0
	20	64.6
	30	62.8
	40	61.2

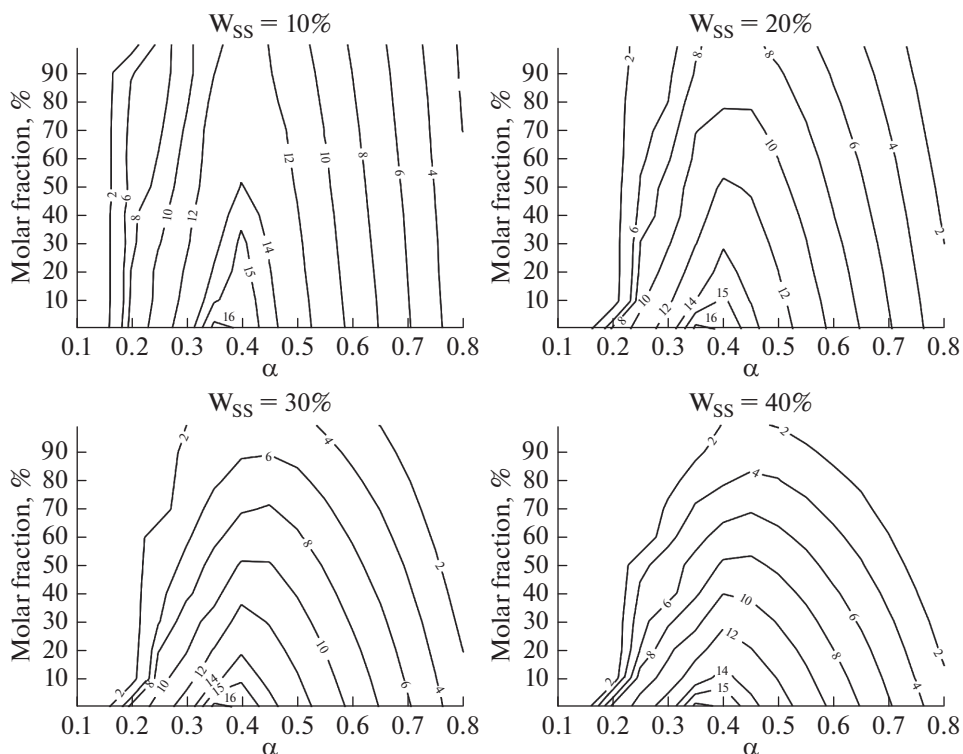


Рис. 4. Зависимость содержания СО в генераторном газе (об. %) от коэффициента избытка окислителя (α), доли шлама в смеси с древесиной и его начальной влажности.

шлама термически неустойчив, поэтому для влажности 20–40% наблюдается единственный экстремум теплотворной способности.

Газогенераторы такой мощности (порядка 50 кВт(т)) могут использоваться для производства горючего газа из смеси древесных частиц и муниципальных отходов, который после очистки и охлаждения сжигается в газовом двигателе с получением электрической энергии. Газогенераторные мини-электростанции могут использоваться для снабжения потребителей в автономных и распределенных энергосистемах. Подобные схемы рассматриваются, например, в работах [45, 46]. Опубликованные данные позволяют оценить КПД газовых двигателей при работе на генераторном газе (около 30%). Тогда тепловой КПД газогенераторной станции на отходах при оптимальном составе смеси древесины и шлама будет составлять 18–20%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе проведено расчетное исследование процесса совместной конверсии древесины и шлама сточных вод в обращенном газогенераторе. Для расчетов использована стационарная одномерная модель тепломассообмена в плотном слое с химическими реакциями. Анализ результатов математического моделирования показывает следующее:

1) При условии сохранения устойчивости слоя возможна эффективная газификация шлама с влажностью 10–20% без добавок древесины. Для шлама с влажностью 30–40% конверсия без добавления древесины протекает с низким химическим КПД.

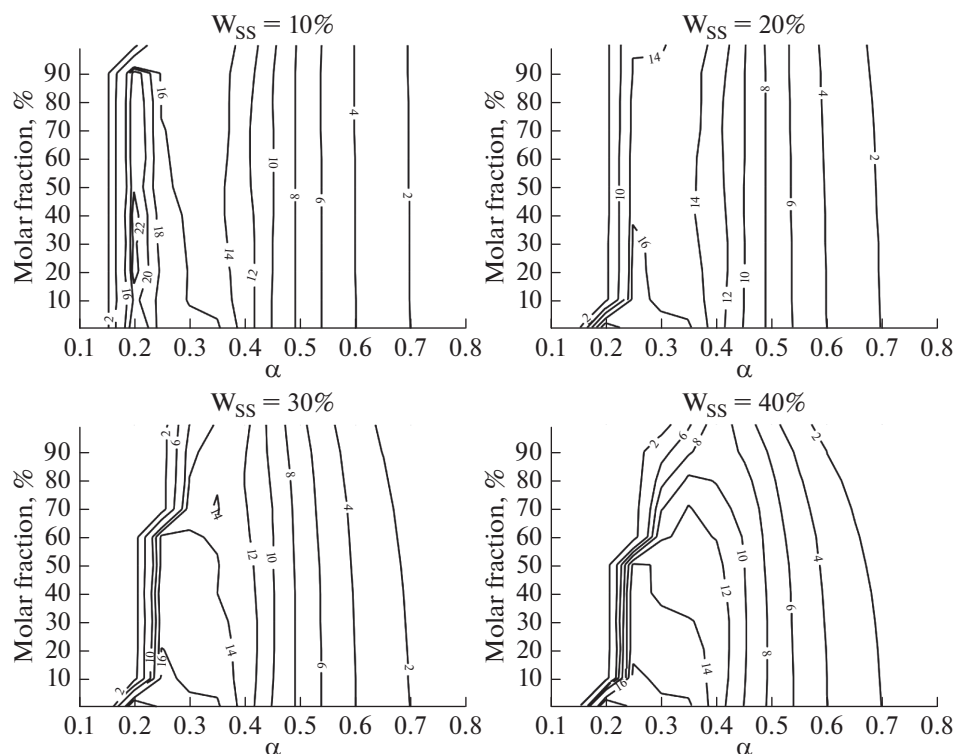


Рис. 5. Зависимость содержания H_2 в генераторном газе (об. %) от коэффициента избытка окислителя (α), доли шлама в смеси с древесиной и его начальной влажности.

Доля шлама в смеси зависит от требуемого химического КПД и влажности: для достижения химического КПД на уровне 50–60% максимальная доля шлама влажностью 40% в смеси с древесиной составляет 30–40%. Эти значения выше опубликованных экспериментальных данных, поэтому модель требует уточнения. Можно предположить, что, если учесть спекание слоя, допустимая доля шлама снизится.

2) Ограничивая долю шлама в смеси с древесиной до 20–30%, можно оценить максимальный химический КПД совместной газификации. Химический КПД составляет ок. 60–70% и уменьшается с ростом влажности шлама. Теплотворная способность сырого генераторного газа при этом составляет 3–4 МДж/нм³ (4–4.5 МДж/нм³ для сухого), т.е. примерно той же величины, что и для древесины без добавок шлама.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 19-08-00744) с использованием оборудования ЦКП “Высокотемпературный контур” (ИСЭМ СО РАН).

ОБОЗНАЧЕНИЯ

T – температура, К

Q – источник теплоты, Вт

S – площадь поверхности теплообмена, м²

C_p – удельная теплоемкость, Дж/(кг К)

z – пространственная координата (высота слоя), м

J – поток вещества, кг/(м² с)
 d – размер частиц, см
 n – количество вещества, моль
 h – удельная мольная энтальпия, Дж/моль
 k_0 – предэкспонент, 1/с
 E_a – энергия активации, Дж/моль
 R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль К)
 V_g – порозный объем, м³
 W – влажность, %
 V – выход летучих, %
 A – зольность, %
 Q – теплота сгорания, МДж/кг
 α_1 – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м² К)
 α – коэффициент избытка окислителя
 β – коэффициент массоотдачи, м/с
 τ – характерное время, с

ИНДЕКСЫ

f – fuel
 g – gas
 w – wall
 eff – effective
 V – volatiles
 pyr – pyrolysis
 eq – equilibrium
 r – raw base
 d – dry base
 daf – dry ash free base
 об. – объемная доля

СОКРАЩЕНИЯ

нм³ – кубический метр газа при н.у.
 КПД – коэффициент полезного действия
 CFD – computational fluid dynamics
 CGE – cold gas efficiency

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Syed-Hassan S.S.A., Wang Y., Hu S., Su S., Xiang J. Thermochemical processing of sewage sludge to energy and fuel: Fundamentals, challenges and considerations // *Renew. Sust. Energy Rev.* 2017. V. 80. P. 888.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.262>
2. Kacprzak M., Neczaj E., Fijalkowski K., Grobelak A., Grosser A., Worwag M., Rorat A., Brattebo H., Almas A., Singh B.R. Sewage sludge disposal strategies for sustainable development // *Environmental Research.* 2017. V. 156. P. 39.
<https://doi.org/10.1016/j.envres.2017.03.010>
3. Ramos A., Monteiro E., Silva V., Rouboa A. Co-gasification and recent development on waste-to-energy conversion: A review // *Renew. Sust. Energy Rev.* 2018. V. 81. P. 380.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.025>
4. Werther J., Ogada T. Sewage sludge combustion // *Prog. Energy Combust. Sci.* 1999. V. 25. P. 55.
[https://doi.org/10.1016/S0360-1285\(98\)00020-3](https://doi.org/10.1016/S0360-1285(98)00020-3)

5. Freda C., Cornacchia G., Romanelli A., Valerio V., Grieco M. Sewage sludge gasification in a bench scale rotary kiln // *Fuel*. 2018. V. 212. P. 88.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.013>
6. Sung J.H., Back S.K., Jeong B.M., Kim J.H., Choi H.S., Jang H.N., Seo Y.C. Oxy-fuel co-combustion of sewage sludge and wood pellets with flue gas recirculation in a circulating fluidized bed // *Fuel Proc. Tech.* 2018. V. 172. P. 79.
<https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.12.005>
7. Vostrikov A.A., Fedyaeva O.N., Shishkin A.V., Dubov D.Yu., Sokol M.Ya. Conversion of municipal sewage sludge in supercritical water // *Solid Fuel Chemistry*. 2008. V. 42. No. 6. P. 384.
<https://doi.org/10.3103/S0361521908060116>
8. Urych B., Smolinski A. Kinetics of Sewage Sludge Pyrolysis and Air Gasification of Its Chars // *Energy Fuels*. 2016. V. 30. № 6. P. 4869.
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b00332>
9. Wang X., Deng S., Tan H., Adeosun A., Vujanovic M., Yang F., Duic N. Synergetic effect of sewage sludge and biomass co-pyrolysis: A combined study in thermogravimetric analyzer and a fixed bed reactor // *Energy Conv. Manag.* 2016. V. 118. P. 399.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.014>
10. Wang C., Wang X., Jiang X., Li F., Lei Y., Lin Q. The thermal behavior and kinetics of co-combustion between sewage sludge and wheat straw // *Fuel Proc. Tech.* 2019. V. 189. P. 1.
<https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2019.02.024>
11. Dogru M., Midilli A., Howarth C.R. Gasification of sewage sludge using a throated downdraft gasifier and uncertainty analysis // *Fuel Proc. Tech.* 2002. V. 75. P. 55.
[https://doi.org/10.1016/S0378-3820\(01\)00234-X](https://doi.org/10.1016/S0378-3820(01)00234-X)
12. Kim M., Lee Y., Park J., Ryu C., Ohm T.-I. Partial oxidation of sewage sludge briquettes in a updraft fixed bed // *Waste Management*. 2016. V. 49. P. 204.
<https://doi.org/10.1016/j.wasman.2016.01.040>
13. Seggiani M., Vitolo S., Puccini M., Bellini A. Cogasification of sewage sludge in an updraft gasifier // *Fuel*. 2012. V. 93. P. 486.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.08.054>
14. Ong Z., Cheng Y., Maneerung T., Yao Z., Tong Y.W., Wang C.-H., Dai Y. Co-gasification of woody biomass and sewage sludge in a fixed-bed downdraft gasifier // *AIChE J.* 2015. V. 61. № 8. P. 2508.
<https://doi.org/10.1002/aic.14836>
15. Seggiani M., Puccini M., Raggio G., Vitolo S. Effect of sewage sludge content on gas quality and solid residues produced by cogasification in an updraft gasifier // *Waste Management*. 2012. V. 32. № 10. P. 1826.
<https://doi.org/10.1002/aic.14836>
16. Striugas N., Zakarauskas K., Dziugys A., Navakas R., Paulauskas R. An evaluation of performance of automatically operated multi-fuel downdraft gasifier for energy production // *Applied Thermal Engineering*. 2014. V. 73. № 1. P. 1151.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.09.007>
17. Jarvinen M., Mueller C., Hupa M., Fogelholm C.-J. CFD-applicable discrete combustion model for thermally large particles // *Progress in Computational Fluid Dynamics*. 2011. V. 11. № 6. P. 373.
<https://doi.org/10.1504/PCFD.2011.042847>
18. Донской И.Г., Козлов А.Н., Свищев Д.А., Шаманский В.А. Расчетное исследование эффективности ступенчатого процесса газификации влажной древесины // *Теплоэнергетика*. 2017. № 4. С. 21–29.
<https://doi.org/10.1134/S0040363617040026>
19. Peng L., Wang Y., Lei Z., Cheng G. Co-gasification of wet sewage sludge and forestry waste in situ steam agent // *Bioresource Technology*. 2012. V. 114. P. 698.
<https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.03.079>
20. Elsnér E., Wysocki M., Niegodajew P., Borecki R. Experimental and economic study of small-scale CHP installation equipped with downdraft gasifier and internal combustion engine // *Applied Energy*. 2017. V. 202. P. 213.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.148>
21. Trop P., Agrez M., Urbancl D., Goricanec D. Co-gasification of torrefied wood biomass and sewage sludge // *Computer Aided Chem. Eng.* 2016. V. 38. P. 2229.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63428-3.50376-3>
22. Petersen I., Werther J. Experimental investigation and modeling of gasification of sewage sludge in the circulating fluidized bed // *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*. 2005. V. 44. № 7. P. 717.
<https://doi.org/10.1016/j.ccep.2004.09.001>
23. Mun T.-Y., Kim J.-W., Kim J.-S. Air gasification of dried sewage sludge in a two-stage gasifier: Part 1. The effects and reusability of additives on the removal of tar and hydrogen production // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2013. V. 38. P. 5226.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.10.120>

24. Choi Y.-K., Mun T.-Y., Cho M.-H., Kim J.-S. Gasification of dried sewage sludge in a newly developed three-stage gasifier: Effect of each reactor temperature on the producer gas composition and impurity removal // *Energy*. 2016. V. 114. P. 121.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.07.166>
25. Цветков М.В., Подлесный Д.Н., Фрейман В.М., Цветкова Ю.Ю., Салганская М.В., Зюкин И.В., Зайченко А.Ю., Салганский Е.А. О поведении золы осадка сточных вод в условиях высокотемпературной переработки // *Журн. прикладной химии*. 2020. Т. 93. № 6. С. 873.
<https://doi.org/10.31857/S0044461820060134>
26. Sun Y., Chem J., Zhang Z. Distributional and compositional insight into the polluting materials during sludge combustion: Roles of ash // *Fuel*. 2018. V. 220. P. 318.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.01.142>
27. Ronda A., Gomez-Barea A., Haro P., de Almeida V.F., Salinero J. Elements partitioning during thermal conversion of sewage sludge // *Fuel Proc. Tech.* 2019. V. 186. P. 156.
<https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2019.01.001>
28. Skoglund N., Bafver L., Fahlstrom J., Holmen E., Renstrom C. Fuel design in co-combustion of demolition wood chips and municipal sewage sludge // *Fuel Proc. Tech.* 2016. V. 141. Pt. 2. P. 196.
<https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2015.08.037>
29. Namkung H., Lee Y.-J., Park J.-H., Song G.-S., Choi J.W., Choi Y.-C., Park S.-J., Kim J.-G. Blending effect of sewage sludge and woody biomass into coal on combustion and ash agglomeration behavior // *Fuel*. 2018. V. 225. P. 266.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.109>
30. Schwitalla D., Reinmoller M., Forman C., Wolfersdorf C., Gootz M., Bai J., Guhl S., Neuroth M., Meyer B. Ash and slag properties for co-gasification of sewage sludge and coal: An experimentally validated modeling approach // *Fuel Proc. Tech.* 2018. V. 175. P. 1.
<https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2018.02.026>
31. Li M., Li F., Liu Q., Fang Y., Xiao H. Regulation of ash fusibility for high ash-fusion-temperature (AFT) coal by industrial sludge addition // *Fuel*. 2019. V. 244. P. 91.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.01.161>
32. Tang S., Zheng C., Yan F., Shao N., Tang Y., Zhang Z. Product characteristics and kinetics of sewage sludge pyrolysis driven by alkaline earth metals // *Energy*. 2018. V. 153. P. 921–932.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.108>
33. Clausen L.R. Energy efficient thermochemical conversion of very wet biomass to biofuels by integration of steam drying, steam electrolysis and gasification // *Energy*. 2017. V. 125. P. 327.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.132>
34. Seggiani M., Puccini M., Vitolo S. Gasification of sewage sludge: mathematical modelling of an up-draft gasifier // *Chem. Eng. Trans.* 2013. V. 32. P. 895.
<https://doi.org/10.3303/CET1332150>
35. Yan W.-C., Shen Y., You S., Sim S.H., Luo Z.-H., Tong Y.W., Wang C.-H. Model-Based Downdraft Biomass Gasifier Operation and Design for Synthetic Gas Production // *J. Cleaner Prod.* 2018. V. 178. P. 476.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.01.009>
36. Донской И.Г. Моделирование процесса совместной газификации древесины и полимерных материалов в плотном слое // *Химия твердого топлива*. 2018. № 2. С. 67–72.
<https://doi.org/10.3103/S0361521918020027>
37. Теплицкий Ю.С., Ковенский В.И. О постановке граничных условий и условий сопряжения для задач теплопереноса в зернистых слоях на основе двухтемпературной модели // *ИФЖ*. 2006. Т. 79. № 6. С. 98–106.
38. Аэров М.Э., Тодес О.М., Наринский Д.А. Аппараты со стационарным зернистым слоем: Гидравлические и тепловые основы работы. Л.: Химия, 1979.
39. Donskoy I.G., Shamansky V.A., Kozlov A.N., Svishchev D.A. Coal gasification process simulations using combined kinetic-thermodynamic models in one-dimensional approximation // *Combustion Theory and Modelling*. 2017. V. 21. № 3. P. 529.
<https://doi.org/10.1080/13647830.2016.1259505>
40. Kovenksii V.I. Method of calculating the bed combustion of a solid fuel coke residue // *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. 2012. V. 46. № 2. P. 180.
<https://doi.org/10.1134/S0040579512020054>
41. Ranzi E., Faravelli T., Manenti F. Pyrolysis, gasification, and combustion of solid fuels // *Advances in Chemical Engineering*. 2016. V. 49. P. 1.
<https://doi.org/10.1016/bs.ache.2016.09.001>
42. Horton S.R., Mohr R.J., Zhang Y., Petrocelli F.P., Klein M.T. Molecular-level kinetic modeling of biomass gasification // *Energy & Fuels*. 2016. V. 30. P. 3906.
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b01988>
43. Prins M.J., Ptasiński K.J., Janssen F.J.J.G. From coal to biomass gasification: Comparison of thermodynamic efficiency // *Energy*. 2007. V. 32. P. 1248.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.07.017>

44. *Madadian E.* Experimental Observation on Downdraft Gasification for Different Biomass Feedstocks // Gasification for Low-Grade Feedstock. InTech, 2018. P. 79.
<https://doi.org/10.5772/intechopen.77119>
45. *Chaves L.I., da Silva M.J., de Souza S.N.M., Secco D., Rosa H.A., Nogueira C.E.C., Frigo E.P.* Small-scale power generation analysis: Downdraft gasifier coupled to engine generator set // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. V. 58. P. 491.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.033>
46. *Indrawan N., Thapa S., Bhoi P.R., Huhnke R.L., Kumar A.* Electricity power generation from co-gasification of municipal solid wastes and biomass: Generation and emission performance // Energy. 2018. V. 162. P. 764.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.07.169>

Numerical Study of the Process of Woody Biomass and Sewage Sludge Co-Gasification in Fixed-Bed Downdraft Reactor

I. G. Donskoy*

Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia
*e-mail: donskoy.chem@mail.ru

The utilization of combustible waste, such as sewage sludge, can be combined with energy production for small-scale consumers. One of the ways of such utilization can be gasification, which makes it possible to obtain a combustible gas suitable for thermal and electric energy production. The aim of this study is to estimate the efficiency of sewage sludge co-conversion with woody biomass using mathematical model that allow to investigate process characteristics under different process conditions (air stoichiometric ratio, fuel mixture composition, initial moisture of sewage sludge). Fixed-bed downdraft process is investigated related to using of wood and sewage sludge mixtures. New results are obtained considering process efficiency dependence on input fuel composition, method is proposed to estimate acceptable fuel mixtures based on agglomeration and efficiency requirements.

Keywords: gasification, downdraft gasifier, sewage sludge, woody biomass, mathematical modelling, optimization

УДК 629.7.064.54

ТЕПЛООБМЕН И ОПТИМИЗАЦИЯ ПАНЕЛЬНЫХ ХОЛОДИЛЬНИКОВ-ИЗЛУЧАТЕЛЕЙ ПЕРСПЕКТИВНЫХ КОСМИЧЕСКИХ АППАРАТОВ МЕГАВАТТНОГО УРОВНЯ МОЩНОСТИ

© 2021 г. Д. Н. Ильмов¹, *, Н. И. Филатов¹, С. Г. Черкасов¹¹ГНЦ ФГУП “Центр Келдыша”, Москва, Россия*e-mail: ilmovdn@mail.ru

Поступила в редакцию 04.08.2020 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

Представлена уточненная методика приблизительного аналитического расчета холодильника-излучателя. Она предполагает расчет теплового состояния элемента трубы и ребра с последующим сопряжением решений. На основе полученных аналитических выражений для тепловых потоков от холодильника-излучателя проведен поиск оптимальных по массе геометрических параметров ребра постоянной толщины для излучателей мегаваттного уровня мощности.

Ключевые слова: радиационный теплообменник, панельный холодильник-излучатель, теплопроводное излучающее ребро

DOI: 10.31857/S0002331021030067

Разработка различных конструкций холодильников-излучателей (ХИ) и методов их расчета в Советском Союзе и США началась еще в 60-х годах прошлого века. Предыдущими поколениями инженеров и ученых ракетно-космической промышленности были заложены основы проектирования ХИ [1, 2] и успешно реализованы в рамках создания космических аппаратов (КА) различного назначения, включая долговременные орбитальные станции “Мир” и МКС.

Сейчас для жизнеобеспечения большинства современных спутников с относительно небольшим потреблением энергии и небольшой необходимостью ее сброса в космическое пространство, как правило, применяются излучатели на основе аммиачных тепловых труб, работающие при температурах около 300 К с эффективной излучающей поверхностью порядка десятка квадратных метров и менее. Для расчета большинства конструкций ХИ, работающих на данных уровнях температуры, успешно применяются методы линеаризации уравнения радиационного теплообмена [2]. Корректность этих методов в данном диапазоне температур была многократно подтверждена экспериментально, в частности, результатами летной эксплуатации большого количества КА.

Другим широко известным направлением являются проектные работы по созданию высокотемпературных излучателей, предназначенных для электроэмиссионных ядерных энергетических установок (ЯЭУ). В РКК “Энергия” для ЯЭУ проекта “Геркулес” [3] были разработаны уникальные тепловые трубы на основе ниобиевых сплавов с жидкометаллическими теплоносителями, работающие при температурах порядка 1000 К. Наибольших результатов в области отработки раскладных ХИ удалось достичь в ходе работ над термоэмиссионными космическими ЯЭУ в рамках проекта РП-50 [4, 5]. На фор-

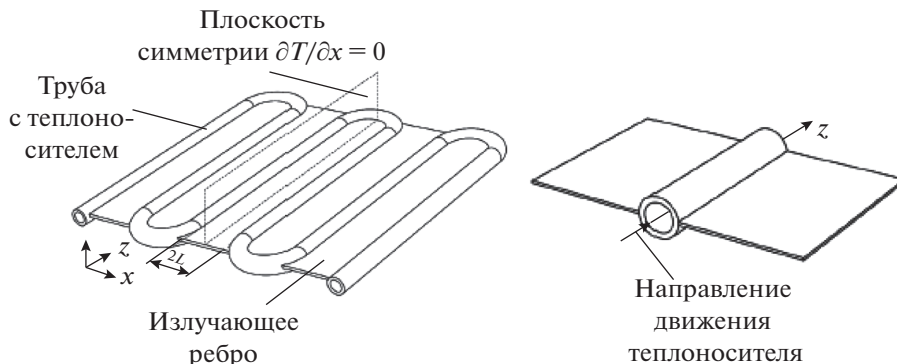


Рис. 1. Фрагмент панельного холодильника-излучателя (слева) и его типовой элемент (справа).

сированном режиме продолжительностью до 1 года ЯЭУ должна вырабатывать 105 кВт электрической энергии. Соответственно, при системном КПД ЯЭУ равном 9.5%, тепловая мощность, отводимая ХИ, составляет около 1 МВт. Благодаря высокой средней температуре излучающей поверхности ХИ (около 800 К), площадь его поверхности для РП-50 относительно не велика и составляет около 60 м² [5].

В настоящее время является актуальным создание нового класса КА с ЯЭУ и газотурбинным преобразователем энергии, работающим по циклу Брайтона [6, 7]. Такая энергетическая установка обладает высоким КПД и способна вырабатывать сотни и тысячи киловатт электрической энергии, что обеспечит качественный прорыв в развитии космической деятельности. Излучатель такого перспективного КА должен работать в среднем диапазоне температур, примерно от 400 до 700 К, который является не типичным для ранее разработанных устройств сброса тепла. В данном диапазоне температур нет надежных данных по использованию тепловых труб, поэтому может быть целесообразно применение традиционного панельного холодильника-излучателя (ПХИ) с прокачкой теплоносителя. Еще одна особенность — потребность больших излучающих площадей. При средней температуре ХИ около 500 К требуется более 300 м² для сброса 1 МВт тепла. Последнее обстоятельство накладывает исключительные требования к оптимизации конструкции излучателя и свидетельствует об актуальности рассматриваемой задачи.

Объектом исследований в данной работе является наиболее простой “классический” холодильник-излучатель с ребрами постоянной толщины. Он представляет собой набор параллельных оребренных трубок (потоков), по которым циркулирует охлаждаемый теплоноситель (жидкий). Протяженность одного потока ХИ может быть велика, и тогда в действительности он может представлять собой изогнутую трубку (змеевик) с излучающими ребрами (рис. 1). Задача о точном расчете теплового состояния панели является частной и связана с доскональной проработкой конкретной конструкции. В более общем случае задачу целесообразно свести к двум одномерным: распространение тепла перпендикулярно потоку и остывание теплоносителя по мере его движения вдоль потока. Таким образом, типовой фрагмент “классического” холодильника-излучателя, для которого строится математическая модель, представляет собой прямолинейный круглый трубопровод и 2 ребра постоянной толщины, пристыкованные к трубе (рис. 1).

Будем считать, что ребра излучают с двух сторон. Полученные ниже результаты легко могут быть распространены на типовой элемент, например, с 4-мя или одним ребром, на случай, когда ребра излучают только с одной стороны.

Поскольку перспективные КА с мощной ЯЭУ разрабатываются в том числе для межпланетных полетов, будем считать, что удаленность КА от Земли более 250 км. Тогда влиянием атмосферы можно полностью пренебречь [1].

Пренебрежем также внешним потоком радиации от Солнца и Земли. Поток внешней радиации может быть минимизирован соответствующей ориентацией КА в пространстве, а также применением современных покрытий с высокой интегральной излучательной способностью ϵ (более 0.9) и низкой поглощательной способностью (0.2 и менее) [8].

Расчеты элементов холодильника-излучателя в стационарном тепловом режиме на основе решения уравнения теплопроводной излучающей пластины представлены во многих работах. Как правило, применяются численные методы решения [1, 9–13]: вариационно-итерационный метод (ВИМ), метод разложения Адомиана (ADM), метод конечных элементов (ФЕМ), гомотопический метод возмущений (НМ), метод конечных разностей. Отметим, что в работе [1] рассмотрены ребра с изменяющейся толщиной по ширине. В работах [14, 15] применяется аналитический метод расчета с решением в виде бесконечных рядов. Достаточно часто [2, 16–18], применяется линеаризация исходного уравнения, что позволяет получить приближенные аналитические решения задачи. Настоящая работа является развитием подхода [16–18], основанного на линеаризации.

Крайне упрощенно (предполагая, что теплопроводность материала ХИ достаточно велика) для сбрасываемой теплоты можно записать соотношения:

$$Q = \frac{\tilde{T}_L - \tilde{T}_W}{R_{CON}}, \quad Q \approx \frac{\tilde{T}_W - 0}{R_{RAD}}, \quad (1)$$

где $\tilde{T}_L$ и $\tilde{T}_W$ – средние температуры теплоносителя и конструкции излучателя; $R_{CON} = 1/(\tilde{\alpha}s)$ – термическое сопротивление конвекции ($\tilde{\alpha}$ – средний коэффициент теплоотдачи; s – поверхность конвективного теплообмена); $R_{RAD} = 1/(\epsilon\sigma\tilde{T}_W^3S)$ – термическое сопротивление радиационной теплоотдаче ($\sigma = 5.67 \times 10^{-8}$ Вт/(м² К⁴) – постоянная Стефана-Больцмана; S – излучающая поверхность). Тогда отводимая теплота определяется формулой

$$Q = \frac{\tilde{T}_L}{R_{CON} + R_{RAD}}. \quad (2)$$

Из (2) следует, что для достижения наибольшего сбрасываемого тепла Q следует стремиться к уменьшению термических сопротивлений как R_{RAD} , так и R_{CON} . Путем выбора высокотеплопроводящих теплоносителей (жидкометаллических) либо организацией течения теплоносителя в развитом турбулентном режиме удастся обеспечить высокие значения коэффициента конвективной теплоотдачи [12], причем оказы-

вается $R_{RAD} \gg R_{CON}$, в результате чего $\tilde{T}_W = \tilde{T}_L \frac{R_{RAD}}{R_{CON} + R_{RAD}} \rightarrow \tilde{T}_L$.

Идея линеаризации заключается в том, что для эффективно работающих ХИ абсолютная температура теплоносителя близка к абсолютной температуре конструкции, причем не только трубок, но и ребер. В [16] показано, что в случае “термически коротких” ребер линеаризация уравнения излучающего теплопроводящего ребра работает с высокой точностью. Однако, как будет показано ниже, в диапазоне температур 400–700 К для наиболее предпочтительных по массовому совершенству конструкций типового элемента ХИ перспективных КА погрешности линеаризации могут достигать 10% и более. Проблеме корректности линеаризации в настоящей работе будет уделено большое внимание. В результате будет предложена упрощенная аналитическая мо-

дель, дающая погрешность по сбрасываемому тепловому потоку менее 1% по сравнению с численным решением не линеаризованных уравнений, применяемая в широком диапазоне интересующих параметров.

ТЕПЛОВОЕ СОСТОЯНИЕ РЕБРА

Рассмотрим стационарную одномерную задачу о распределении температуры по ребру постоянной толщиной δ и шириной L . Температура ребра в месте контакта с трубкой (на торце $x = 0$) равна T_0 , противоположный торец ребра ($x = L$) будем считать теплоизолированным. Используя приближение термически тонкой стенки, и предполагая, что ребро излучает с двух сторон, запишем уравнение теплопроводного излучающего ребра и граничные условия для него в виде:

$$\lambda \delta \frac{d^2 T}{dx^2} = 2\varepsilon \sigma T^4, \quad (3)$$

$$T|_{x=0} = T_0, \quad \left. \frac{dT}{dx} \right|_{x=L} = 0, \quad (4)$$

где $T(x)$ — температура ребра; λ — коэффициент теплопроводности материала ребра.

Введем безразмерные переменные:

$$y = \frac{x}{\mu}, \quad \mu = \left(\frac{\lambda \delta}{2\varepsilon \sigma T_0^3} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad H_0 = \frac{L}{\mu}, \quad \tau = \frac{T}{T_0}. \quad (5)$$

Тогда задача (3), (4) принимает следующий безразмерный вид:

$$\frac{d^2 \tau}{dy^2} = \tau^4, \quad (6)$$

$$\tau|_{y=0} = 1, \quad \left. \frac{d\tau}{dy} \right|_{y=H_0} = 0. \quad (7)$$

Задачу будем рассматривать в рамках асимптотики коротких ребер [16], предполагая, что абсолютная температура ребра мало отличается от температуры на его горячем торце. Тогда

$$\frac{T_0 - T}{T_0} = 1 - \tau = \psi \ll 1, \quad \tau^4 \approx 1 - 4\psi. \quad (8)$$

Подставляя (8) в (6), (7), получим:

$$\frac{d^2 \psi}{dy^2} = 4\psi - 1, \quad (9)$$

$$\psi|_{y=0} = 0, \quad \left. \frac{d\psi}{dy} \right|_{y=H_0} = 0. \quad (10)$$

Задача (9), (10) имеет следующее точное решение:

$$\psi = \frac{1}{4} \left(1 - \frac{e^{2y} e^{-2H_0} + e^{-2y} e^{2H_0}}{e^{-2H_0} + e^{2H_0}} \right). \quad (11)$$

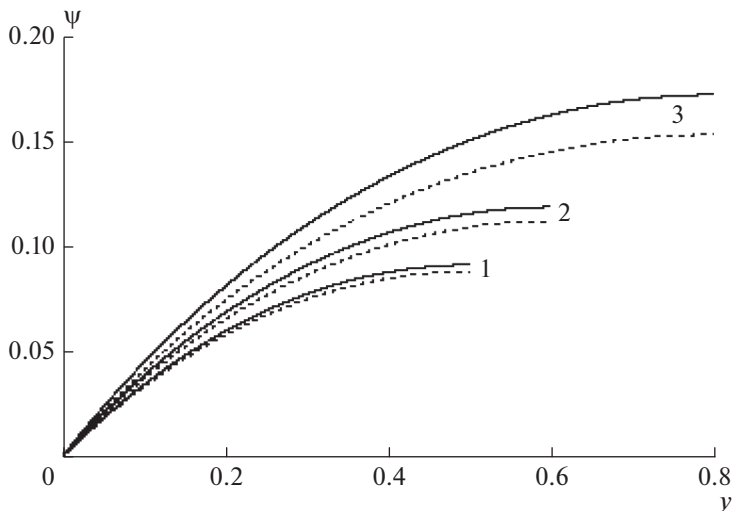


Рис. 2. Распределения по длине ребра функции ψ , полученные из численного решения задачи (6), (7), и асимптотические решения (штриховые линии) по формуле (11): 1 – $H_0 = 0.5$; 2 – 0.6; 3 – 0.8.

На рисунке 2 приведены распределения по длине ребра величины ψ , рассчитанной по асимптотической формуле (11) и из численного решения задачи (6), (7). Как видно, при $H_0 \leq 0.5$ асимптотическая формула дает практически точное решение. При $H_0 = 0.8$ наибольшая погрешность по ψ составляет уже около 11%.

Для дальнейших рассуждений интересуют, прежде всего, не само распределение температуры, а сбрасываемый тепловой поток (на единицу длины вдоль ребра). Для него можно записать выражение:

$$Q_R = -\lambda \delta \left. \frac{dT}{dx} \right|_{x=0} = -\frac{\lambda \delta T_0}{\mu} \left. \frac{d\tau}{dy} \right|_{y=0} \frac{H_0}{H_0} = \frac{\lambda \delta T_0 L}{\mu^2} \left(\left. \frac{-1}{H_0} \frac{d\tau}{dy} \right|_{y=0} \right) = 2\epsilon \sigma T_0^4 L \left(\left. \frac{-1}{H_0} \frac{d\tau}{dy} \right|_{y=0} \right), \quad (12)$$

где $2\epsilon \sigma T_0^4 L$ – максимально возможный тепловой поток с поверхности ребра с 2-х сторон, если бы его температура оставалась бы равной температуре основания ребра T_0 . Безразмерное выражение в скобках является эффективностью ребра. Если использовать решение (11), то для эффективности ребра можно получить формулу:

$$F_0 = -\frac{1}{H_0} \left. \frac{d\tau}{dy} \right|_{y=0} = -\frac{1}{H_0} \left. \frac{d(1-\psi)}{dy} \right|_{y=0} = \frac{\text{th}(2H_0)}{2H_0}. \quad (13)$$

Отметим, что эффективность ребра зависит от единственного параметра – безразмерной ширины ребра. На рисунке 3 приведена эффективность ребра, рассчитанная по асимптотической формуле (13) и из численного решения задачи (6), (7). При $H_0 \leq 0.3$ асимптотическая формула дает погрешность менее 1%, при $H_0 = 0.8$ относительная погрешность составляет 6.8%, при $H_0 = 1.5$ погрешность составляет около 15%. Решение линеаризованной задачи занижает эффективность ребра по сравнению с численным ре-

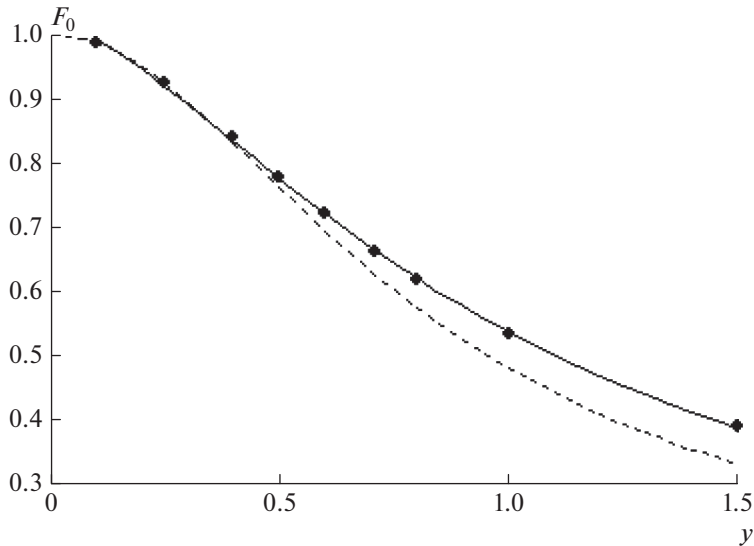


Рис. 3. Тепловая эффективность ребра в зависимости от его безразмерной ширины, полученная из численного решения задачи (6), (7) — точки; асимптотическое решение по формуле (13) — штриховая кривая; и рассчитанная по скорректированной формуле (14) — сплошная кривая.

пением не линеаризованного уравнения. Для вычисления эффективности ребра целесообразно вместо формулы (13) применять скорректированную формулу (14):

$$F_0 = \frac{2\text{th}(H_0(a - bH_0))}{3H_0}, \quad (14)$$

где $a = 1.547$, $b = 0.4317$. Формула (14) аппроксимирует результаты численных расчетов с погрешностью менее 1% (примерно $\pm 0.6\%$) при $0.1 \leq H_0 \leq 1.5$. Данная область значений H_0 охватывает практически все интересующие случаи для ребер ПХИ в рассматриваемой задаче. Результаты вычислений по (14) также представлены на рис. 3.

ТЕПЛОВОЕ СОСТОЯНИЕ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА

Рассмотрим в некотором поперечном сечении z элемент стенки трубы, начинающийся в месте стыковки ребра и трубопровода, где температура равна T_0 , и заканчивающийся в плоскости симметрии между двумя соседними ребрами (рис. 4). Введены обозначения: T_L — температура теплоносителя в данном сечении; α — коэффициент теплоотдачи в данном сечении (считаем его заданным).

Запишем уравнение теплопроводности в цилиндрической системе координат для элемента трубы:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial^2 T}{\partial \varphi^2} = 0. \quad (15)$$

Для единообразия вида уравнений, описывающих тепловое состояние ребра и элемента стенки трубы, вместо угла φ введем длину дуги $dx_W = R_* d\varphi$, тогда $\frac{d^2 T}{d\varphi^2} = R_*^2 \frac{d^2 T}{dx_W^2}$.

$$\text{Далее } \int_{R_1}^{R_2} \frac{1}{r} dr = \ln R_2 - \ln R_1 = \ln \frac{R_2}{R_*} - \ln \frac{R_1}{R_*} = \ln \left(1 + \frac{\delta_W}{2R_*} \right) - \ln \left(1 - \frac{\delta_W}{2R_*} \right) \approx \frac{\delta_W}{R_*}.$$

Последнее получено в предположении, что стенка тонкая, с точностью до членов третьего порядка малости по $\delta_W/(2R_*)$. В результате уравнение (20) принимает вид:

$$\lambda_W \delta_W \frac{d^2 T}{dx_W^2} + \frac{R_1}{R_*} \alpha (T_L - T) = \frac{R_2}{R_*} \varepsilon_W \sigma T^4. \quad (21)$$

Граничные условия для уравнения (21):

$$T|_{x_W=0} = T_0, \quad \left. \frac{dT}{dx_W} \right|_{x_W=l} = 0, \quad l = \frac{\pi R_*}{2}. \quad (22)$$

Обозначим отклонение температуры стенки трубы от температуры теплоносителя $(T_L - T)/T_L = \theta$; $T = T_L (1 - \theta)$, тогда уравнение (21) примет вид:

$$\frac{\lambda_W \delta_W R_*}{R_2 \varepsilon_W \sigma T_L^3} \frac{d^2 \theta}{dx_W^2} = \frac{R_1 \alpha}{R_2 \varepsilon_W \sigma T_L^3} \theta - (1 - \theta)^4. \quad (23)$$

Введем безразмерные обозначения

$$\frac{\lambda_W \delta_W R_*}{R_2 \varepsilon_W \sigma T_L^3 l^2} = \gamma; \quad \frac{R_1 \alpha}{R_2 \varepsilon_W \sigma T_L^3} = \beta - 4; \quad y_W = \frac{x_W}{\mu_W}. \quad (24)$$

Отметим, что безразмерный параметр β не зависит от коэффициента теплопроводности материала, а параметр γ не зависит от коэффициента теплоотдачи. Уравнение (23) преобразуется:

$$l^2 \frac{\gamma}{\mu_W^2} \frac{d^2 \theta}{dy_W^2} = (\beta - 4) \theta - (1 - \theta)^4. \quad (25)$$

Теперь в качестве пространственного масштаба выберем $\mu_W = l\sqrt{\gamma/\beta}$. Получим безразмерное уравнение теплового состояния элемента стенки трубы и граничные условия для него:

$$\frac{d^2 \theta}{dy_W^2} = \frac{\beta - 4}{\beta} \theta - \frac{(1 - \theta)^4}{\beta}. \quad (26)$$

$$\theta|_{y_W=0} = \frac{T_L - T_0}{T_L} = \theta_0; \quad \left. \frac{d\theta}{dy_W} \right|_{y_W=h} = 0; \quad h = \frac{l}{\mu_W} = \sqrt{\frac{\beta}{\gamma}}. \quad (27)$$

Будем рассматривать случай, когда температура стенки трубы мало отличается от температуры теплоносителя ($\theta \ll 1$). Тогда $(1 - \theta)^4 \approx 1 - 4\theta$. Уравнение (26) линеаризуется:

$$\frac{d^2 \theta}{dy_W^2} = \theta - \frac{1}{\beta}. \quad (28)$$

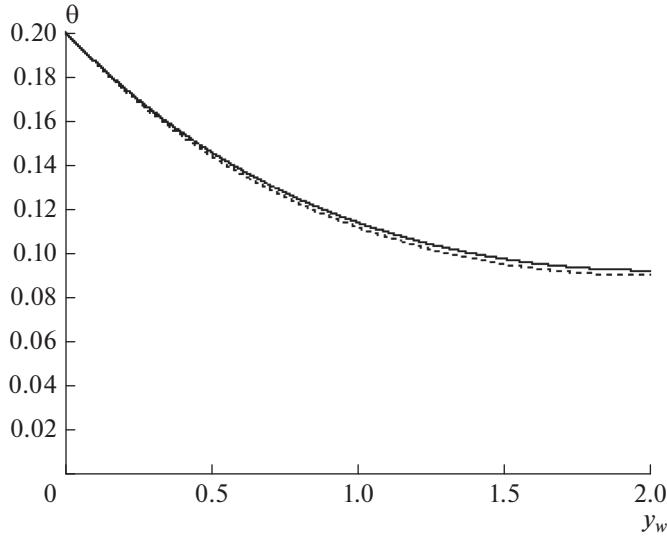


Рис. 5. Численное решение (26) – сплошная кривая и распределение (29) – штриховая кривая для $\beta = 20$, $\theta_0 = 0.2$.

Точное решение уравнения (28) с граничными условиями (27):

$$\theta = \left(\theta_0 - \frac{1}{\beta} \right) \frac{e^{-h} e^y + e^h e^{-y}}{e^{-h} + e^h} + \frac{1}{\beta}. \quad (29)$$

Отметим, что численное решение уравнения (26) совпадает с распределением (29) с погрешностью менее 1% для $\beta \geq 100$ и $h \leq 1.5$, которые являются типичными для ХИ. На рисунке 5 численное решение (26) сравнивается с распределением (29) для $\beta = 20$. Видно, что даже в этом случае решения достаточно близки.

Из (29) можно получить аналитическое выражение для теплового потока (на единицу длины вдоль трубы), поступающего в ребро из рассматриваемого элемента стенки трубы Q_{WR} , выражение для полного теплового потока, получаемого от теплоносителя Q , и выражение для теплового потока, излучаемого элементом стенки трубы Q_W :

$$Q_{WR} = -\lambda_W \delta_W \left. \frac{dT}{dx} \right|_{x=0} = -\frac{\lambda_W \delta_W T_L}{\mu_W} \left. \frac{d\theta}{dy} \right|_{y=0} = Q_W^{\text{MAX}} \left(-\frac{\beta}{h} \frac{d\theta}{dy} \right|_{y=0} \right) = Q_W^{\text{MAX}} (\beta \theta_0 - 1) \frac{\text{th}(h)}{h}; \quad (30)$$

$$\begin{aligned} Q &= \frac{R_1}{R_*} \int_0^l \alpha (T_L - T) dx = \frac{R_1}{R_*} \alpha T_L \mu_W \int_0^h \theta dy = Q_W^{\text{MAX}} \left(\frac{(\beta - 4)}{h} \int_0^h \theta dy \right) = \\ &= Q_W^{\text{MAX}} \left((\beta - 4) \left(\theta_0 - \frac{1}{\beta} \right) \frac{\text{th}(h)}{h} + \frac{\beta - 4}{\beta} \right); \end{aligned} \quad (31)$$

$$Q_W = Q - Q_{WR} = Q_W^{\text{MAX}} \left(1 - 4 \left(\theta_0 - \frac{1}{\beta} \right) \frac{\text{th}(h)}{h} - \frac{4}{\beta} \right); \quad (32)$$

где $Q_W^{\text{MAX}} = \epsilon_W \sigma T_L^4 l_2$ – максимально возможный тепловой поток с элемента стенки трубы, если бы его температура равнялась температуре теплоносителя, $l_2 = \pi R_2 / 2$.

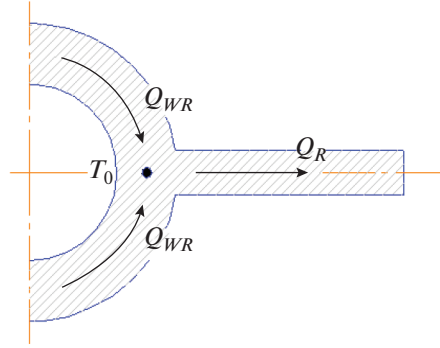


Рис. 6. Сопряжение на границе торца трубы и стенки трубы.

СОПРЯЖЕНИЕ НА ГРАНИЦЕ СТЕНКИ ТРУБЫ И ТОРЦА РЕБРА

Получено, что тепловой поток, отдаваемый ребром, зависит от температуры корня ребра по (12), (14). Температура корня ребра определяется выражением $T_0 = T_L (1 - \theta_0)$, где θ_0 — малая величина. Учитывая последнее обстоятельство, формулу для теплового потока от ребра можно выразить через температуру теплоносителя:

$$Q_R = Q_R^{\text{MAX}} F (1 - k \theta_0), \quad (33)$$

где $Q_R^{\text{MAX}} = 2\varepsilon\sigma T_L^4 L$ — максимально возможный тепловой поток с ребра, если бы его температура равнялась температуре теплоносителя;

$F = \frac{2\text{th}(H(a - bH))}{3H}$ — эффективность ребра;

$H = L \left(\frac{2\varepsilon\sigma T_L^3}{\lambda\delta} \right)^{1/2}$ — безразмерная ширина ребра, в которой фигурирует не температура основания ребра, а температура теплоносителя;

$k = \frac{5}{2} + \frac{3H(a - 2bH)}{\text{sh}(2H(a - bH))}$ — коэффициент, учитывающий, что температура корня ребра отличается от температуры теплоносителя. Отметим, что $k \rightarrow 4$ при $H \rightarrow 0$ и убывает по мере возрастания H .

Будем считать, что тепло, поступающее в ребро в месте его сопряжения с трубопроводом, равно сумме тепловых потоков Q_{WR} с двух смежных участков трубы (рис. 6), т.е.

$$Q_R = 2Q_{WR}. \quad (34)$$

Выражение (30) для Q_{WR} можно представить в форме аналогичной (33):

$$Q_{WR} = Q_W^{\text{MAX}} f (\beta\theta_0 - 1), \quad (35)$$

где $f = \text{th}(h)/h$ — аналог коэффициента эффективности ребра, но только для элемента трубы.

Таблица 1. Параметры типового холодильника-излучателя

Параметр	Значение
Теплопроводность материала ребра и трубки, λ, λ_W , Вт/(К м)	120
Плотность материала ребра и трубки, ρ, ρ_W , кг/м ³	2790
Плотность теплоносителя, ρ_L , кг/м ³	900
Теплоемкость теплоносителя, c , Дж/(кг К)	2300
Излучательная способность поверхности ребра и трубки, $\varepsilon, \varepsilon_W$	0.9
Коэффициент теплоотдачи, α Вт/(К м ²)	2000

Таблица 2. Численное решение и решение по приближенной модели для сечения типового элемента ХИ с заданной температурой

T_L , К	T_0 , К		Q_R , Вт/м			Q , Вт/м		
	числ. решение	упрощ. модель	числ. решение	упрощ. модель	погрешн., %	числ. решение	упрощ. модель	погрешн., %
400	396.1	395.8	73.48	73.21	−0.37	97.33	97.07	−0.26
550	539.0	538.3	194.26	194.48	0.12	276.96	276.85	−0.04
700	677.2	675.9	376.22	374.38	−0.49	584.01	580.90	−0.53

Из (34) найдем θ_0 :

$$\theta_0 = \frac{1}{\beta} \frac{B\phi + 1}{B\phi + k/\beta}, \quad (36)$$

где $\phi = \frac{f}{F}$, $B = \frac{2Q_W^{\text{MAX}}}{Q_R^{\text{MAX}}} = \frac{\varepsilon_W l_2}{\varepsilon L}$.

Теперь подставим θ_0 в выражения (33) и (32):

$$Q_R = Q_R^{\text{MAX}} F \left(1 - k \frac{B\phi + 1}{B\phi\beta + k} \right) = Q_R^{\text{MAX}} FB\phi \frac{\beta - k}{B\phi\beta + k} = 2Q_W^{\text{MAX}} f \frac{\beta - k}{B\phi\beta + k}, \quad (37)$$

$$2Q_W = 2Q_W^{\text{MAX}} \left(1 - 4f \left(\theta_0 - \frac{1}{\beta} \right) - \frac{4}{\beta} \right) = 2Q_W^{\text{MAX}} \left(1 - \frac{4f}{\beta} \frac{\beta - k}{B\phi\beta + k} - \frac{4}{\beta} \right). \quad (38)$$

В выражении (38) заменим $\frac{\beta - k}{B\phi\beta + k}$ на $\frac{Q_R}{2Q_W^{\text{MAX}} f}$, тогда

$$2Q_W = 2Q_W^{\text{MAX}} (1 - 4/\beta) - 4Q_R/\beta. \quad (39)$$

Общий тепловой поток с ребра и двух элементов стенки трубы:

$$Q = 2Q_W + Q_R = (1 - 4/\beta) (2Q_W^{\text{MAX}} + Q_R). \quad (40)$$

Формулы (37) и (40) представляют собой упрощенную аналитическую модель для вычисления теплового потока с ребра и общего теплового потока с ребра и двух элементов стенки трубы в некотором сечении.

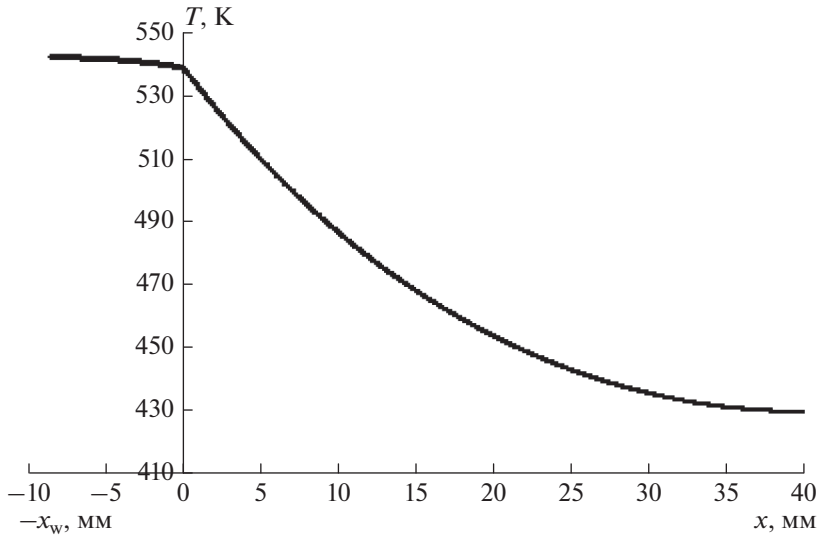


Рис. 7. Распределение температуры в поперечном сечении трубки и ребра при $T_L = 550$ К.

ПРОВЕРКА УПРОЩЕННОЙ АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Сопоставим результаты упрощенной модели с результатами совместного численного решения нелинеаризованных уравнений (6) и (26) для типового элемента холодильника-излучателя из алюминиевого сплава (табл. 1). В работе [12] ставился вопрос о выборе теплоносителя для панельных излучателей мегаваттного уровня мощности. Там в качестве оптимального теплоносителя была рекомендована дифенильная смесь. Примерные средние значения свойств этого теплоносителя, а также коэффициента теплоотдачи примем согласно [12].

Зададим следующие типичные для ХИ геометрические параметры: средний радиус трубки $R_* = 5.5$ мм; толщина стенки трубки $\delta_w = 1$ мм ($R_1 = 5$ мм; $R_2 = 6$ мм); ширина ребра $L = 40$ мм; толщина ребра $\delta = 0.25$ мм.

Для данных условий в табл. 2 приведена температура сопряжения T_0 ребра и трубы, тепловой поток с ребра Q_R и полный тепловой поток Q (на единицу длины) для некоторого сечения при температуре теплоносителя $T_L = 400; 550$ и 700 К.

Видно, что результаты упрощенной модели с высокой точностью (с погрешностью менее 1%) совпадают с результатами совместного решения нелинеаризованных уравнений для рассмотренных случаев. Рисунок 7 иллюстрирует распределение температуры по трубе и по ребру при температуре теплоносителя 550 К (численное решение).

Чтобы получить распределение температуры вдоль всего трубопровода ХИ (вдоль координаты z), запишем уравнение энергии в виде:

$$Gc \frac{dT_L}{dz} = -Q(T_L), \quad (41)$$

где G и c — массовый расход и удельная теплоемкость теплоносителя.

Интегрируя (41) по координате z с краевым условием $T_L|_{z=0} = T_{L0}$, можно рассчитать изменение температуры теплоносителя вдоль трубы, а также расстояние Z , на котором теплоноситель остынет до требуемой температуры и сбросит в космическое пространство требуемое количество тепла. Численное решение уравнения (41) не

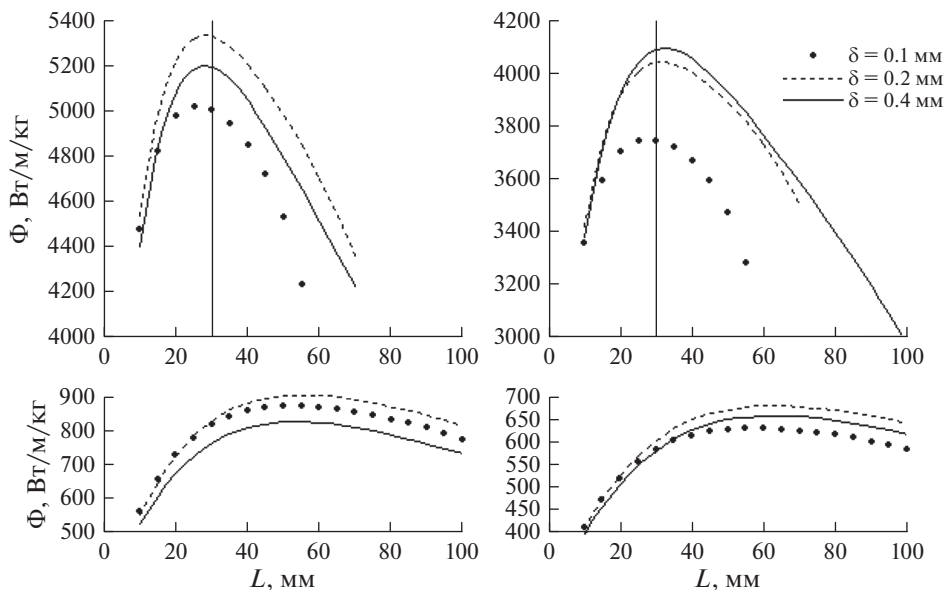


Рис. 8. Удельная массовая эффективность излучателя $\Phi = Q/M$ при различной ширине ребра и температурах 700 К (сверху) и 400 К (снизу); толщина стенки трубки $\delta_W = 1$ мм; средний радиус трубки R_* = 5.5 мм (слева) 7.5 мм (справа).

представляет каких-либо сложностей, поскольку для этого существуют эффективные методы [19]. Таким образом, упрощенная математическая модель (37), (40), (41) позволяет легко рассчитать тепловое состояние всего холодильника-излучателя. С другой стороны, аналитический вид выражений для тепловых потоков (37), (40) позволяет перейти к анализу общих закономерностей функционирования ХИ. В данной работе рассмотрим вопрос о выборе оптимальных параметров оребрения холодильника-излучателя.

ЗАДАЧА ПОИСКА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ОРЕБРЕНИЯ

В качестве параметра, характеризующего массовое совершенство конструкции, выберем общий удельный тепловой поток (на единицу длины) Q от холодильника-излучателя в некотором сечении, отнесенный к удельной (на единицу длины) массе M :

$$\Phi = Q/M.$$

Параметр Φ можно назвать удельной (по длине) массовой эффективностью холодильника-излучателя. Удельная масса включает в себя удельную массу ребра $M_R = \delta L\rho$, массу трубки и теплоносителя в трубке:

$$M = \delta L\rho + \pi(R_*\delta_W\rho + R_*^2\rho_L/2). \quad (42)$$

На рисунке 8 показано как меняется функция Φ для оребренных трубок (табл. 1) в зависимости от ширины ребра при температурах теплоносителя 700 К (сверху); и 400 К (снизу). Рассматриваются трубки со средним радиусом $R_* = 5.5$ мм (слева) 7.5 мм (справа); толщина стенки трубки $\delta_W = 1$ мм и толщины ребер $\delta = 0.1; 0.2; 0.4$ мм.

Из рисунка следует:

1. При более высокой температуре максимум функции Φ наблюдается при меньших значениях ширины ребра: при 700 К – $L_{OPT} \approx 30$ мм; при 400 К – $L_{OPT} \approx 50$ –60 мм.

2. Для случая $R_* = 5.5$ мм предпочтительной толщиной ребра является толщина $\delta = 0.2$ мм. Для случая $R_* = 7.5$ мм предпочтительная толщина ребра при 700 К – это $\delta = 0.4$ мм, а при 400 К – это $\delta = 0.2$ мм.

3. При увеличении радиуса трубки максимум Φ несколько смещается вправо – в сторону более длинных ребер.

Таким образом, существует максимум функции Φ при оптимальной ширине L_{OPT} и толщине ребра δ_{OPT} , которые зависят от температуры теплоносителя. Кроме того, оптимальная ширина и толщина ребра тем больше, чем больше радиус трубки.

Оптимальную ширину и толщину ребра будем искать из решения системы:

$$\left\{ \frac{d\Phi}{dL} = 0; \frac{d\Phi}{d\delta} = 0 \right\}. \quad (43)$$

По правилам дифференцирования $\left(\frac{Q}{M}\right)' = \frac{Q' M - Q M'}{M^2}$. Тогда уравнение $\left(\frac{Q}{M}\right)' = 0$ можно заменить на $Q' = Q \frac{M'}{M}$. С учетом того, что в выражении (40) β и Q_w^{MAX} не зависят от параметров оребрения, система (43) принимает вид:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{dQ_R}{dL} &= (Q_R + 2Q_w^{\text{MAX}}) \frac{1}{M} \frac{dM}{dL}; \\ \frac{dQ_R}{d\delta} &= (Q_R + 2Q_w^{\text{MAX}}) \frac{1}{M} \frac{dM}{d\delta}. \end{aligned} \right\} \quad (44)$$

В выражении (33) для теплового потока с ребра поправка $k\theta_0 \sim 1/\beta$ является малой величиной. Для практически важных случаев коэффициент конвективной теплоотдачи и параметр β очень высок. Поэтому примем

$$Q_R \approx Q_R^{\text{MAX}} F. \quad (45)$$

Далее:

$$\begin{aligned} \frac{d(Q_R^{\text{MAX}} F)}{dL} &= \frac{Q_R^{\text{MAX}}}{L} \frac{2}{3} (1 - \text{th}^2 [H(a - bH)]) (a - 2bH); \\ \frac{d(Q_R^{\text{MAX}} F)}{d\delta} &= \frac{Q_R^{\text{MAX}}}{\delta} \left(\frac{\text{th} [H(a - bH)]}{3H} - \frac{1}{3} (1 - \text{th}^2 [H(a - bH)]) (a - 2bH) \right); \\ \frac{dM}{dL} &= \rho \delta; \quad \frac{dM}{d\delta} = \rho L. \end{aligned}$$

Тогда система (44) преобразуется к виду:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{2}{3} (1 - \text{th}^2 [H(a - bH)]) (a - 2bH) &= (F + B) \frac{\rho \delta L}{M}; \\ \frac{\text{th} [H(a - bH)]}{3H} - \frac{1}{3} (1 - \text{th}^2 [H(a - bH)]) (a - 2bH) &= (F + B) \frac{\rho \delta L}{M}. \end{aligned} \right\} \quad (46)$$

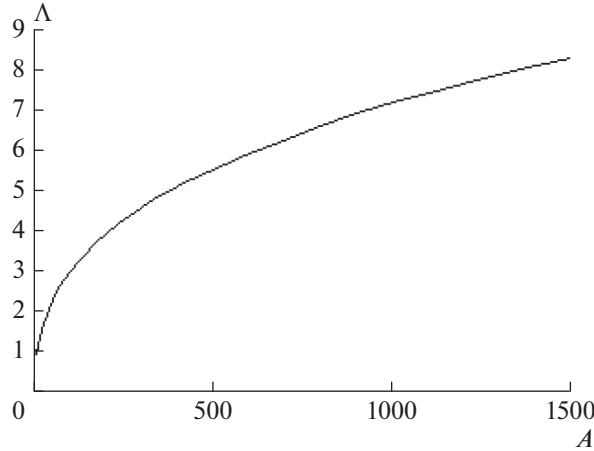


Рис. 9. Универсальная безразмерная зависимость $\Lambda(A)$ для вычисления оптимальной ширины ребра.

Левые части уравнений системы (46) зависят только от H , а правые – одинаковые. Приравняв левые части уравнений системы (46), можно получить безразмерную ширину ребра оптимального по массе холодильника-излучателя:

$$H_{OPT} = 0.9301,$$

которая при больших значениях α имеет единственное универсальное значение.

Отметим, что эффективность ребра оптимального по массе холодильника-излучателя $F_{OPT} = 0.5646$. Далее выразим δ_{OPT} через H_{OPT} и подставим, например, в 1-е уравнение системы (46):

$$\delta_{OPT} = \frac{2\varepsilon\sigma T_L^3}{\lambda} \left(\frac{L_{OPT}}{H_{OPT}} \right)^2, \quad (47)$$

$$\left(1 + \left(\frac{R_*\delta_W\rho_W}{\rho} + \frac{R_1^2\rho_L}{2\rho} \right) \frac{\pi\lambda H_{OPT}^2}{2\varepsilon\sigma T_L^3 L_{OPT}^3} \right) C_{OPT} = F_{OPT} + \frac{\varepsilon_W\pi R_2}{2\varepsilon L_{OPT}}, \quad (48)$$

$$\text{где } C_{OPT} = \frac{2}{3} \left(1 - \text{th}^2 [H_{OPT} (a - bH_{OPT})] \right) (a - 2bH_{OPT}) = 0.1882.$$

Считая $\varepsilon_W = \varepsilon$, в уравнение (48) вместо L_{OPT} можно ввести безразмерную величину $\Lambda = \frac{2L_{OPT}}{\pi R_2} \left(\Lambda = \frac{1}{B_{OPT}} \right)$, что приведет его к следующему безразмерному виду:

$$\left(1 + \frac{A}{\Lambda^3} \right) C_{OPT} = F_{OPT} + \frac{1}{\Lambda}, \quad (49)$$

где $A = \frac{4\lambda H_{OPT}^2}{\pi^2 \varepsilon \sigma T_L^3} \left[\frac{R_*\delta_W\rho_W}{\rho R_2^3} + \frac{R_1^2\rho_L}{2R_2^3\rho} \right]$. Уравнение (49) позволяет получить универсальную зависимость $\Lambda(A)$ (рис. 9).

По решению (49) и формуле (47) легко получить размерные значения оптимальной ширины и толщины ребра для условий табл. 1. На рисунках 10 и 11 приведена оптимальная ширина и толщина ребра в температурном диапазоне от 300 до 700 К для ХИ с

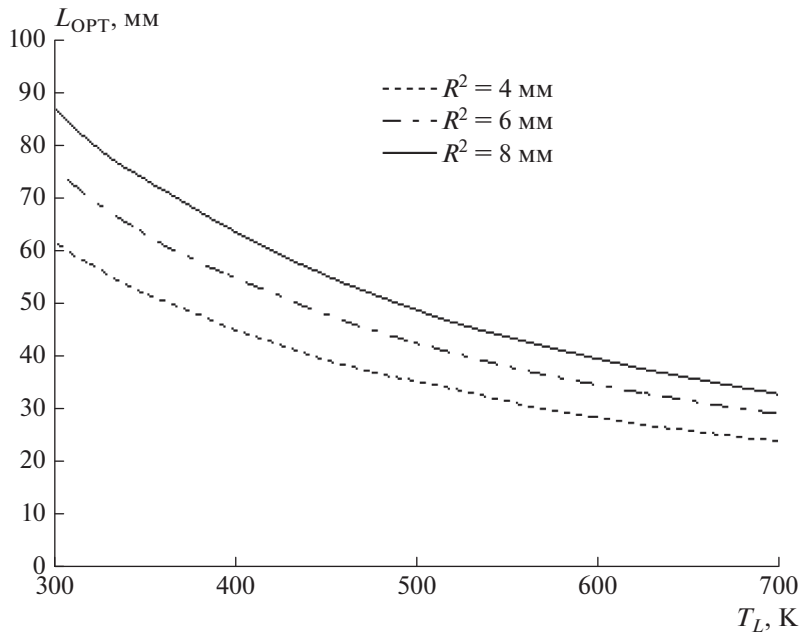


Рис. 10. Оптимальная ширина ребра в зависимости от температуры теплоносителя. Наружный радиус трубки 4, 6, 8 мм, толщина стенки трубки 1 мм.

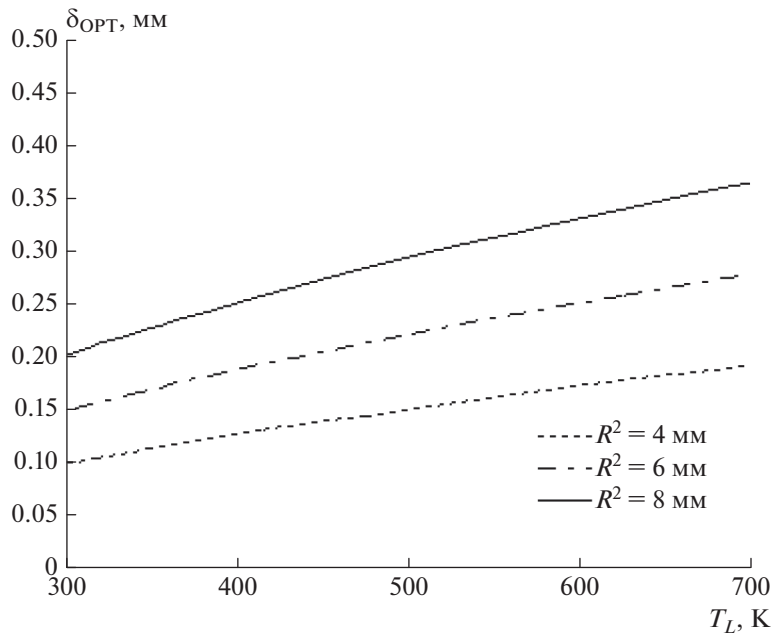


Рис. 11. Оптимальная толщина ребра в зависимости от температуры теплоносителя. Наружный радиус трубки 4, 6, 8 мм, толщина стенки трубки 1 мм.

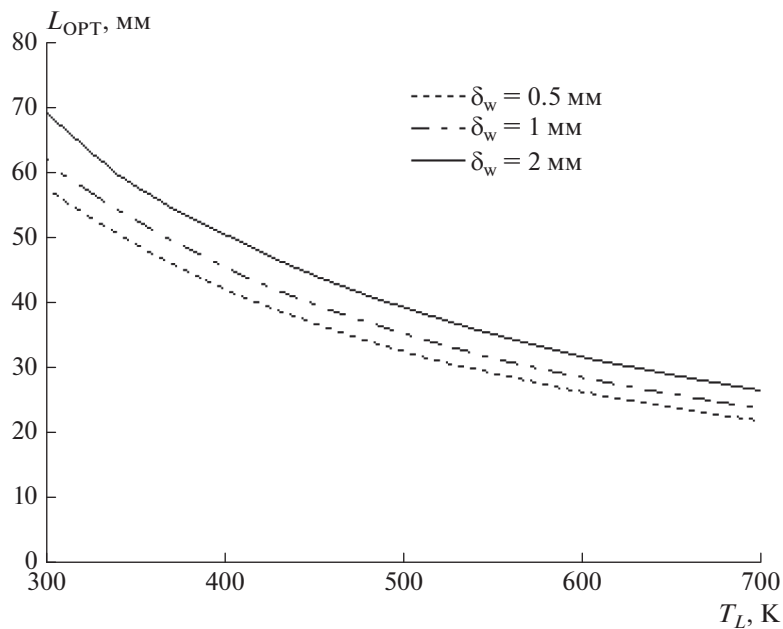


Рис. 12. Оптимальная ширина ребра в зависимости от температуры теплоносителя. Наружный радиус трубки 6 мм, толщина стенки трубки 0.5; 1 и 2 мм.

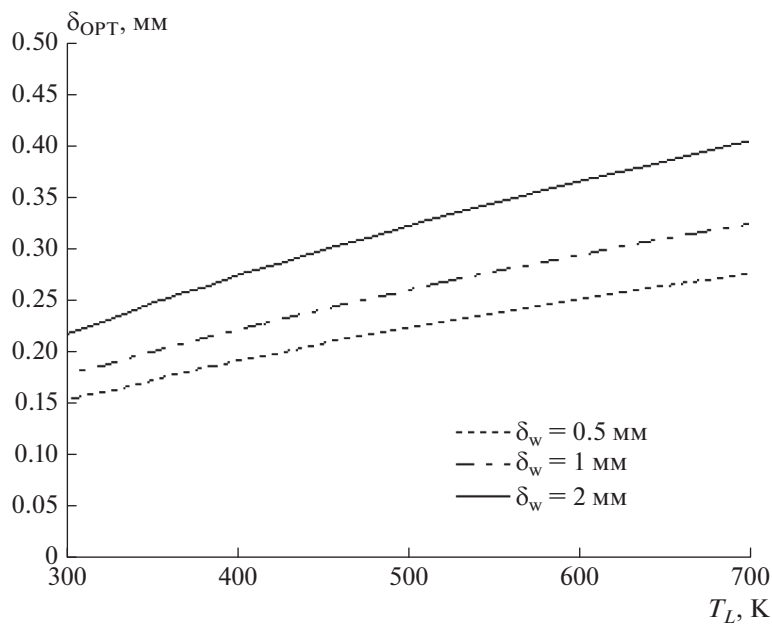


Рис. 13. Оптимальная толщина ребра в зависимости от температуры теплоносителя. Наружный радиус трубки 6 мм, толщина стенки трубки 0.5; 1 и 2 мм.

Таблица 3. Результаты расчета характеристик ХИ мощностью 1 МВт

№	L , мм	δ , мм	Z , м	M , кг	$M - M_{\min}$, кг	S_{Σ} , м ²	$\frac{N_{\Sigma}}{M}$, кВт/кг	$\frac{M}{S_{\Sigma}}$, кг/м ²	$\frac{N_{R\Sigma}}{N_{\Sigma}}$	$\frac{M_R}{M}$
1	29.74	0.273	136.0	578.1	35.1	389.0	1.73	1.49	0.69	0.21
2	57.87	0.181	123.8	558.1	15.1	632.5	1.79	0.88	0.70	0.26
3	39.74	0.231	126.3	551.5	8.5	462.1	1.81	1.19	0.70	0.23
4			123.2	543.0	0.0	504.1	1.84	1.08	0.71	0.24
5	45.17	0.216	123.8	548.4	5.4	506.6	1.82	1.08	0.71	0.25

трубкой толщиной $\delta_W = 1$ мм и наружным радиусом трубки $R_2 = 4$ мм; $R_2 = 6$ мм; $R_2 = 8$ мм. При высокой температуре оптимальная ширина ребра составляет ориентировочно около 30 мм, при низкой – примерно в 2.5 раза больше. Если при 300 К оптимальная толщина ребра 0.1 мм, то при 700 К – примерно в 2 раза больше. Оптимальная толщина ребра оказалась почти пропорциональна радиусу трубки.

Рисунки 12 и 13 иллюстрируют влияние толщины стенки трубки при ее наружном радиусе $R_2 = 6$ мм.

Таким образом, чем больше радиус и толщина стенки трубки, тем большее по ширине и толщине требуется ребро.

Полученные результаты объясняют поведение функции $\Phi = Q/M$ – удельной массовой эффективности холодильника-излучателя (рис. 8) и хорошо согласуются с результатами, полученными в работе [13] путем вычислительного эксперимента. Отметим, что в работе [13] учитывалось солнечное излучение.

Теперь рассмотрим задачу применительно к условиям, характерным для излучателей перспективных космических аппаратов с ядерной энергоустановкой на борту. Примем, что суммарная тепловая мощность, которую необходимо сбросить в космос $N_{\Sigma} = 1000$ кВт, температура теплоносителя на входе $T_{L0} = 680$ К и требуемая температура на выходе $T_{LZ} = 380$ К. Коэффициент теплоотдачи, свойства материала ХИ и теплоносителя считаем постоянными (по табл. 1). Суммарный массовый расход теплоносителя (на все параллельные потоки) определяется выражением

$$G_{\Sigma} = \frac{N_{\Sigma}}{\int_{T_{LZ}}^{T_{L0}} c dT} = 1.449 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Примем, что наружный радиус трубки ХИ $R_2 = 6$ мм, толщина стенки трубки $\delta_W = 1$ мм, количество параллельных потоков $n = 20$.

Проинтегрируем (41) по координате z с краевым условием $T_L|_{z=0} = T_{L0}$ и определим расстояние Z , на котором теплоноситель остынет до требуемой температуры. Будем рассматривать 5 вариантов с различными параметрами оребрения:

- 1) ширина и толщина ребра постоянны и соответствуют оптимальным значениям при температуре 680 К;
- 2) ширина и толщина ребра постоянны и соответствуют оптимальным значениям при температуре 380 К;
- 3) ширина и толщина ребра постоянны и соответствуют оптимальным значениям при среднеарифметической температуре 530 К;
- 4) ширина и толщина ребра, переменные по длине потока, вычисляются как оптимальные в зависимости от местной температуры теплоносителя (рис. 14);
- 5) оптимальная ширина и толщина ребра, вычисляемые в расчете № 4, усреднены по длине потока.

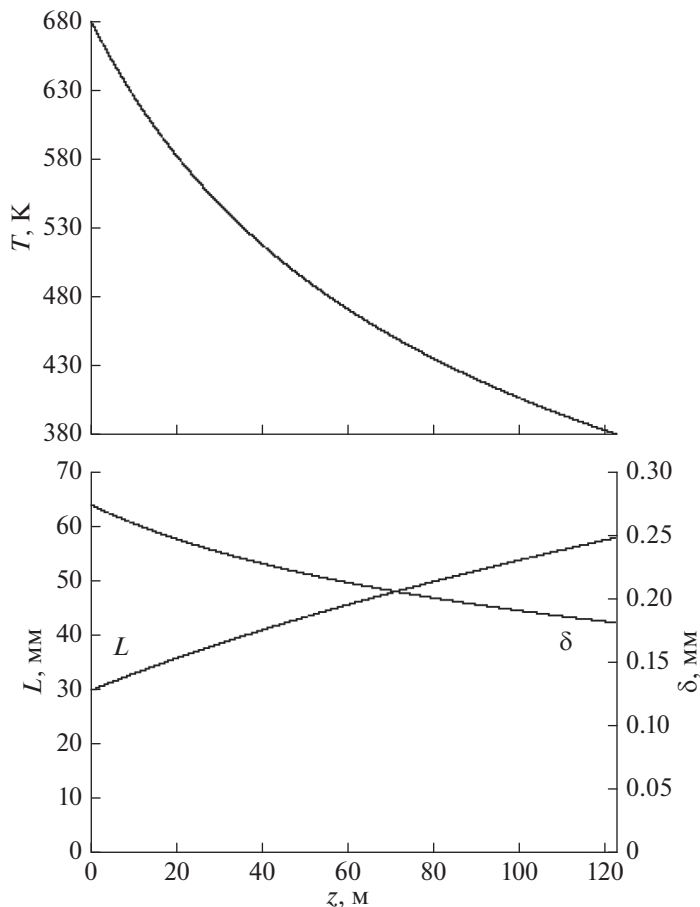


Рис. 14. Изменение температуры теплоносителя вдоль потока и соответствующая ей оптимальная ширина и толщина ребра (расчет № 4).

Результаты расчетов представлены в табл. 3: Z — длина потока; M — общая масса ХИ; $S_{\Sigma} = 2\pi Z(2R_2 + 2L)$ — геометрическая излучающая поверхность ХИ (с двух сторон); N_{Σ}/M — удельная мощность по массе; M/S_{Σ} — удельная масса излучателя; доля излучения, отведенная ребрами $N_{R\Sigma}/N_{\Sigma}$; относительная масса оребрения M_R/M .

Таким образом, проведенные расчеты применительно к условиям, характерным для излучателей перспективных космических аппаратов с мощностью 1 МВт ($R_2 = 6$ мм, $\delta_w = 1$ мм), показывают, что при оптимальной ширине и толщине ребра суммарная масса оребрения составляет около четверти массы ХИ, при этом ребра сбрасывают около 70% тепла.

ВЫВОДЫ

Представлена уточненная методика приближительного аналитического расчета холодильника-излучателя. Она предполагает расчет теплового состояния элемента трубы и ребра с последующим сопряжением решений. На основе полученных аналитиче-

ских выражений для тепловых потоков от холодильника излучателя проведен поиск оптимальных по массе геометрических параметров ребра постоянной толщины. Получено, что, в практически важных случаях, когда коэффициент теплоотдачи высок, ребро оптимального по массе холодильника-излучателя имеет единственное значение безразмерной ширины и эффективности (около 60%). С другой стороны, получено, что чем больше наружный радиус и толщина стенки трубы, тем большее по ширине и толщине требуется ребро. Предложенная методика поиска оптимальных параметров ребрения применена к условиям, характерным для излучателей перспективных космических аппаратов с уровнем мощности 1 МВт.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фаворский О.Н., Каданер Я.С. Вопросы теплообмена в космосе. М.: Высшая школа, 1967. 240 с.
2. Залетаев В.М., Капинос Ю.В., Сургучев О.В. Расчет теплообмена космического аппарата. М.: Машиностроение, 1979. 208 с.
3. Синявский В.В. Научно-технический задел по ядерному электроракетному межорбитальному буксиру "Геркулес" // Космическая техника и технологии. 2013. № 3. С. 25–45.
4. Гафаров А.А., Пришелец А.Б., Рождественский Н.М. Сравнительный анализ транспортно-энергетических модулей на базе ядерных энергетических установок с системами прямого и динамического преобразования энергии // Межд. конф. "Ядерная энергетика в космосе — 2005". Материалы научно-технической конф. Т. 1. М., 2005. С. 101–104.
5. Андреев П.В., Богош И.П., Зарицкий Г.А. Обоснование характеристик термоэмиссионных космических ЯЭУ второго поколения: проектные и экспериментальные результаты // V Международная конференция "Ядерная энергетика в космосе". Сб. докладов. Ч. 1. Подольск, 1999.
6. Jansen F., Bauer W., Masson F., Ruault J.M., Worms J.C., Detsis E., Lassoudiere F., Granjon R., Gaia E., Ferraris S., Tosi M.C., Koroteev A. S., Semenkina A.V., Solodukhin A., Tinsley T., Hodgson Z., Guimaraes L.N.F. Step-by-step realization of the international nuclear power and propulsion system (INPPS) mission. Proceedings of 66th International Astronautical Congress 2015 (IAC 2015): Space — The Gateway for Mankind's Future, IAF, 2015. P. 7716–7724.
7. Koroteev A.S., Oshev Y.A., Popov S.A., Karevsky A.V., Solodukhin A.Y., Zakharenkov L.E., Semenkina A.V. Nuclear power propulsion system for spacecraft // Thermal Engineering. 2015. V. 62. № 13. P. 971–980.
8. Романов А. В. Системы обеспечения тепловых режимов герметичных отсеков и ЯЭУ космических аппаратов. СПб.: АНО ЛА "Профессионал", 2014. 248 с.
9. Chang H.V. Optimization of a heat pipe radiator design // American Institute of Aeronautics and Astronautics, Thermophysics Conference, 19th, Snowmass, CO. Palo Alto, CA. 1984.
10. Coskun S.B., Atay M.T. Analysis of Convective Straight and Radial Fins with Temperature-Dependent Thermal Conductivity Using Variational Iteration Method with Comparison with Respect to Finite Element Analysis. Mathematical Problems in Engineering, No. 1, 2007. P. 15.
11. Hosseini M.J., Gorji M., Ghanbarpour M. Solution of Temperature Distribution in a Radiating Fin Using Homotopy Perturbation Method. Mathematical Problems in Engineering, № 1. 2009. P. 8.
12. Расчетное сопоставление эффективности применения различных теплоносителей для панельных холодильников-излучателей космических аппаратов. / Волков Н.Н., Волкова Л.И., Григорьев А.Л., Ильмов Д.Н. [и др.] // Теплоэнергетика, 2018. № 11. С. 78–86.
13. Ильмов Д.Н., Маевров В.А. Оптимизация панельных теплообменников-излучателей космических энергоустановок // Тепловые процессы в технике. 2019. Т. 11. № 6. С. 265–274.
14. Ермолаева Ю.О., Ризаханов Р.Н., Сигалаев С.К. Аналитический расчет распределения температуры излучающей пластины. Известия РАН. Энергетика". № 5. 2012. С. 138–143.
15. Ермолаева Ю.О., Ризаханов Р.Н., Сигалаев С.К. Применение аналитических методов расчета распределения температуры излучающей пластины для решения задач обеспечения теплообмена с борта космического аппарата. Известия РАН. Энергетика", № 1. 2014. С. 135–140.
16. Черкасов С.Г. Асимптотические решения в задаче о теплопроводном излучающем ребре // Теплофизика высоких температур. 2011. Т. 49. № 6. С. 955–957.
17. Черкасов С.Г., Лаптев И.В. Приближенное аналитическое решение двумерной задачи о теплопроводном излучающем ребре // Теплофизика высоких температур. 2017. Т. 55. № 1. С. 81–84.
18. Черкасов С.Г., Лаптев И.В. Приближенный метод расчета теплового режима панельного холодильника-излучателя // Тепловые процессы в технике. 2018. Т. 10. № 3–4. С. 116–124.
19. Формалев В.Ф., Ревизников Д.Л. Численные методы. М.: ФИЗМАТЛИТ, 2004. 400 с.

**Thermal Exchange and Optimization of Panel Cooler-Radiators
on Board Megawatt Power Promising Spacecraft**

D. N. Il'mov^{a, *}, N. I. Filatov^a, and S. G. Cherkasov^a

^a *JSC "Keldysh Research Center", Moscow, Russia*

^{*}*e-mail: ilmovdn@mail.ru*

The paper presents the detailed method of an approximate analytical calculation of a cooler-radiator. It involves the calculation of a thermal state of tube and fin elements with a subsequent matching of calculations. The search for the geometrical parameters optimal by weight of a fin of constant thickness for megawatt power radiators was carried out based on resulting analytical equations for heat flows from a cooler-radiator.

Keywords: radiative heat exchanger, panel droplet cooler-radiator, heat conductive radiating fin

УДК 621.311.019.3

ВЛИЯНИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ И НАГРУЗКИ НА ВЕЛИЧИНУ НОРМАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

© 2021 г. Ю. Я. Чукреев*

*Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
Сыктывкар, Россия*

**e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru*

Поступила в редакцию 24.02.2021 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

Рассмотрены вопросы представления генерирующего оборудования и нагрузки при решении задачи обоснования аварийной составляющей оперативного резерва мощности в электроэнергетических системах и ЕЭС России. Приводится влияние принимаемого состава генерирующего оборудования, моделирования плановых ремонтов при различном представлении режима электропотребления на показатели балансовой надежности и величины резервов мощности применительно к территориальным зонам ЕЭС России.

Ключевые слова: генерирующее оборудование, показатели балансовой надежности, нормативный, аварийный и оперативный резервы мощности, режим электропотребления

DOI: 10.31857/S0002331021030043

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Преобразования, произошедшие в стране за последние три десятка лет, привели к значительным социально-экономическим изменениям, в том числе и в электроэнергетике. С конца столетия наблюдается значительное сокращение электропотребления и мощности. Это естественным образом отражается на вопросах обоснования развития электроэнергетической отрасли, которому в период перестройки практически не уделялось должного внимания. Только с 2010 г. возобновились работы по планированию развития ЕЭС России. Надо понимать, что произошедшие изменения в стране и в электроэнергетике, в частности, так или иначе должны отразиться на критериях принятия тех или иных управленческих решений.

В современных условиях, в отличие от доперестроечного периода, планируемые в ежегодно выполняемой силами АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» работе «Схема и программа развития ЕЭС страны на семилетний период» (далее – СиПР ЕЭС) балансы мощности имеют значительные избытки генерирующей мощности. Это, в совокупности со старением оборудования и введением механизма долгосрочных договоров на поставку мощности, является основной причиной существенного увеличения удельных показателей стоимости мощности в сравнении с зарубежной практикой. Российские показатели удельной стоимости 1 кВт установленной мощности почти в 2 раза превышают таковые в США, Европе и Китае.

Баланс мощности характеризуется приходной и расходной частями. Приходная часть – это установленная мощность за вычетом различного рода ограничений. В расходную часть, помимо планируемых с той или иной долей погрешности величин максимальной нагрузки и экспорта мощности, входит параметр нормативного резерва мощности. В зада-

цах планирования развития электроэнергетических систем он условно разделяется на три составляющие: ремонтный, оперативный и стратегический. Ремонтный резерв предназначен для компенсации снижения используемой в балансе мощности, связанной с выводом генерирующего оборудования в плановый ремонт (текущий, средний, капитальный). Оперативный резерв предназначен для компенсации внеплановых (аварийных) выводов в ремонт основного генерирующего оборудования и случайных изменений нагрузки, вызванных температурными колебаниями. Стратегический предназначен для компенсации нарушений баланса мощности из-за непредвиденных отклонений его составляющих от прогноза с учетом инерционности энергетического строительства. В современных условиях он не актуален в силу значительных избытков генерирующей мощности.

В условиях перехода электроэнергетической отрасли на рыночные отношения и высвободившейся в ЕЭС России генерирующей мощности задача обоснования величины нормативного резерва мощности при планировании развития ЕЭС России должна претерпеть существенные изменения. В первую очередь изменения должны коснуться задачи оценки показателей балансовой надежности, являющейся неотъемлемой частью обоснования величины нормативного резерва мощности. Причем это касается как методической части, так и, в большей степени, информационной. В статье рассматриваются вопросы влияния моделирования генерирующего оборудования на обоснование средств обеспечения балансовой надежности применительно к изменившимся, по сравнению с доперестроечным периодом, условиям функционирования и развития электроэнергетической отрасли.

ВЕРОЯТНОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ОПЕРАТИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ НОРМАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В РАЗНЫХ СТРАНАХ

Согласно рекомендациям [1] число показателей балансовой надежности должно быть минимальным и в то же время достаточным для принятия управленческих решений; они должны иметь простой физический смысл и быть достаточно чувствительными к возмущениям. В отечественных [1–4 и др.] и зарубежных публикациях [5, 6 и др.] приведенным рекомендациям удовлетворяют:

- интегральные вероятности появления дефицита мощности территориальных зон (J_d) ЭЭС (за рубежом аналогом при определенных условиях является вероятность потери нагрузки (*Loss of Load Probability*) – *LOLP*);
- среднее число дней дефицита мощности в год (длительность потери нагрузки в сутках в год – *Loss of Load Expectation* – *LOLE* [6]);
- среднее число часов дефицита мощности в год (длительность потери нагрузки в часах – *Loss of Load Hours* – *LOLH* [6]).

В отечественной практике широко используется показатель J_d [2, 3], который в отличие от *LOLP* определяется для всего множества возможных временных интервалов изменения нагрузки следующим выражением:

$$J_d = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) = \sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^N Q_i p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H), \quad (1)$$

где $Q_i = 1/T$ – вероятность детерминированной ступени графика нагрузки, обычно равная $1/(24 \times 365)$; T – число ступеней графика нагрузки ($24 \times 365 = 8760$ часовых изменений); $\bar{P}_{ik}^H$, P_{ik}^H – соответственно требуемая и обеспеченная имеющимися генерирующими мощностями и запасами пропускных способностей связей нагрузка k -го случайного состояния системы; p_k – вероятность k -го случайного состояния, в котором наблюдается дефицит мощности в рассматриваемой ОЭС или ее территориальной зоне, т.е. когда $\bar{P}_{ik}^H > P_{ik}^H$; N – количество случайных состояний, моделируемых на i -м интервале изменения нагрузки.

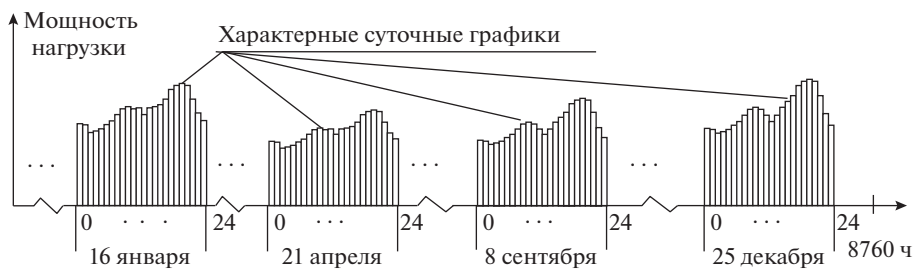


Рис. 1. Формы представления режима электропотребления часовыми суточными графиками 365 дней года.

Определение показателя балансовой надежности в виде J_d осуществляется путем моделирования случайных состояний генерирующей мощности, вызванных аварийными выходами оборудования, для каждого часа суточного изменения нагрузки (24 ступени) по всем 365 суткам года (рис. 1). Введение нормативных значений вероятностных показателей балансовой надежности при планировании развитием ЭЭС в нашей стране можно отнести к середине 60-х годов прошлого столетия. В работе [2] была строго показана взаимосвязь вероятностного показателя балансовой надежности J_d с экономической характеристикой – ущербом от недоотпуска электроэнергии, которая стала применяться в качестве норматива принятия решения по обеспечению балансовой надежности:

$$J_d^{\text{норм}} = 3_R^{\text{уд}} / (v_0 T). \quad (2)$$

В этом выражении удельные замыкающие затраты в генерирующую мощность ($3_R^{\text{уд}}$) принимались равными 5 руб./кВт · год (был учет только амортизации и ремонтов), удельный ущерб (v_0) определялся из отношения ВВП страны к объему выработанной электрической энергии и принимался равным 0.6 руб./кВт · ч. При таких соотношениях получился нормативный показатель $J_d = 5 / (0.6 \times 8760) = 0.00095 \approx 0.001$ [2]. При этом важно отметить, что в математической модели оценки показателей балансовой надежности график электропотребления принимался в виде графика по продолжительности. Позже, в 80-х годах прошлого столетия, нормативное значение показателя балансовой надежности $J_{d_j}^{\text{норм}}$ было принято величиной 0.004 (величина $3_R^{\text{уд}}$ была изменена с 5 до 22 руб./кВт · год) [7]. Практически в этот же период времени была показана возможность распространения этого нормативного показателя на территориальные зоны многозонной ЭЭС [4]. Следует предположить, что переход на расчеты многозонных ЭЭС с целью сокращения временных затрат при использовании программных комплексов, привел к упрощенному представлению режимов электропотребления в виде распространения одного суточного графика нагрузки, характерного для декабря месяца (рис. 1, график декабря месяца), на весь год (подробно в разделе 4).

В зарубежной практике для оценки балансовой надежности в основном используются два вероятностных показателя – $LOLE$ и $LOLH$. В силу того, что показатель $LOLE$ достаточно сложно сравнить с показателями J_d и $LOLH$, далее остановимся только на показателе $LOLH$, который определяется выражением:

$$LOLH = \sum_{i=1}^T P_{i_{\text{час}}} Q_i \sum_{k=1}^N p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) = \sum_{i=1}^T P_{i_{\text{час}}} \sum_{k=1}^N Q_i p_k (\bar{P}_{ik}^H - P_{ik}^H) = T J_d, \quad [\text{ч/год}]. \quad (3)$$

В этом выражении $P_{i\text{час}}$ — длительность i -го интервала в часах; $T = 8760$ ч; $Q_i = 1/T = 1/(24 \times 365)$. Представление режима электропотребления в математических моделях для оценки этого показателя аналогично таковому при определении вероятностного показателя в виде интегральной вероятности появления дефицита мощности (J_d) (рис. 1). При этом не следует путать получение показателя J_d для целей сравнения его с нормативным показателем надежности $J_{d_j}^{\text{норм}}$, когда рассматривается только один график суточного изменения нагрузки декабря месяца (на рис. 1 график декабря месяца справа) с распространением на все 250 рабочих дней года.

Показатель $LOLH$ применяется в развитых странах Западной Европы. На экспертном уровне приняты определенные нормативные значения этого показателя [8]: Франция — $LOLH = 3$ ч/год, Великобритания и Нидерланды — $LOLH = 4$ ч/год, Ирландия — $LOLH = 8$ ч/год, Скандинавские страны — $LOLP = 0.001$.

СОСТАВ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Генерирующая мощность электроэнергетической системы характеризуется установленной мощностью генераторов электростанций. Их уровень соответствует отраслевой отчетности, предоставляемой генерирующими компаниями. При планировании развития электроэнергетических систем и раньше и сегодня остается задача определения мощности электростанций и их структуры, необходимой для надежного покрытия ожидаемого спроса нагрузки. В доперестроечный период в ЕЭС бывшего СССР существовала проблема дефицитов мощности, и достижение требуемых величин нормативного резерва мощности осуществлялась за счет вводов мощностей, недостающих для покрытия имеющегося дефицита. В этом случае в модели генерирующей мощности при оценке показателей балансовой надежности учитывались все возможные к несению нагрузки генераторы электростанций [4, 9].

В современных условиях, как уже отмечалось, ЕЭС России характеризуется значительными избытками генерирующей мощности. Такое состояние требует учета при оценке показателей балансовой надежности и обосновании оперативной составляющей нормативного резерва мощности не всех генераторов, а только участвующих в покрытии нагрузки. Они определяются при проведении процедуры конкурентного отбора мощности. Тем самым наблюдается некое несоответствие. С одной стороны, для обоснования величины нормативного резерва мощности, а, следовательно, и спроса на мощность, необходимо знание состава генерирующего оборудования для покрытия нагрузки (спроса). С другой, этот состав может быть определен только в результате проведения процедуры конкурентного отбора мощности, в которой основой служит величина спроса на мощность.

Рассмотрим влияние различного набора состава генерирующего оборудования на средства обеспечения надежности. Для чистоты эксперимента обоснование оперативной составляющей нормативного резерва мощности проведем без учета ошибки прогноза нагрузки, вызванной температурным фактором. Другими словами, оценивается изменение только аварийной составляющей оперативного резерва мощности при вариации генераторов в составе используемого для покрытия спроса нагрузки генерирующего оборудования.

Совершенно очевидно, что изменение состава генерирующего оборудования за счет вывода неэффективно работающих агрегатов должно привести к изменению оперативного резерва мощности ($R_{\text{оп}}$), рассчитанного для известного и неизменного состава оборудования. Величина этого изменения ($\Delta R_{\text{оп}}$) зависит в первую очередь от математического ожидания (м.о.) среднестатистического значения аварийной составляющей выведенного оборудования. Примерное значение этого изменения можно определить выражением:

$$\Delta R_{\text{оп}} = R_{\text{оп}} - (P_{\text{уст}} - P_{\text{п.н.}}) q_{\text{ав}}. \quad (4)$$

Таблица 1. Значения оперативного резерва мощности и их изменения при различных сценариях учета неиспользуемого генерирующего оборудования

Территори- альная зона	Установ- ленная мощность, МВт	Макси- мум нагрузки, МВт	Расчетный оперативный резерв мощности (“Орион-М”), МВт/%				Изменение оперативного резерва мощности ($\Delta R_{\text{оп.}}$), МВт/%			
			1	2	3	4	по формуле (4)	2	3	4
ЕЭС России (без ОЭС Во- стока)	239948	155860	9837 6.31	5387 3.46	8672 5.56	7002 4.49	2695 1.73	4450 2.86	1165 0.75	2835 1.82
Европейская с Уралом	187919	125634	7410 5.90	4070 3.24	6550 5.21	5275 4.20	2008 1.60	3340 2.66	860 0.69	2135 1.70
ОЭС Сибири	52029	30126	2427 8.06	1317 4.37	2122 7.04	1727 5.73	692 2.30	1110 3.68	305 1.01	700 2.32

В этом выражении $P_{\text{уст}}$ — установленная мощность электростанций, определяемая составом существующего оборудования; $P_{\text{п.н.}}$ — мощность покрытия нагрузки, необходимая для достижения требуемого уровня балансовой надежности и равная сумме максимальной нагрузки ($P_{\text{макс}}$) и значения $R_{\text{оп}}$; $q_{\text{ав}}$ — среднестатистическое значение аварийности выведенного и не участвующего в покрытии нагрузки генерирующего оборудования (в балансе мощности — это различного рода ограничения, избытки мощности, составляющие планового и стратегического резервов мощности).

Наиболее сложным является определение среднестатистического значения аварийности генерирующего оборудования, не участвующего в покрытии нагрузки. Большим подспорьем для адекватной реализации этого момента может стать использование ретроспективной информации о проведении долгосрочных отборов мощности, проводимых в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010. № 1172¹ (далее “Правила оптового рынка”). Однако такой информации в открытом доступе найти не удается.

Значения аварийной составляющей оперативного резерва мощности и их изменения при разных сценариях учета неиспользуемого генерирующего оборудования приведены в табл. 1. Результаты получены с использованием ПВК оценки показателей балансовой надежности и обоснования оперативного резерва мощности “Орион-М” [9]. Расчетная схема ЕЭС России (рис. 1) и информационное наполнение задачи оценки показателей балансовой надежности получены при выполнении совместных исследований ИСЭ и ЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН с АО “СО ЕЭС”² (далее — Отчет о НИР). В таблице 1 приведена информация об установленной мощности и максимуму нагрузки на 2022 г., отраженная в работе СиПР ЕЭС на 2016–2022 гг. Эта информация структурирована для двух ценовых зон, используемых при проведении процедуры конкурентного отбора мощности. Под цифрами понимаются следующие сценарии учета неиспользуемого генерирующего оборудования:

1 — на основе неизменности имеющегося избыточного состава генерирующего оборудования;

¹ Постановление Правительства РФ от 27.12.2010. № 1172 (ред. от 19.01.2018) “Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности”.

² Отчет о НИР. Обоснование нормативных значений составляющих полного резерва мощности в разрезе ОЭС и ЕЭС России в целом при планировании их развития. / Сыктывкар, 2016 — 66 с. (Договор ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН с АО “СО ЕЭС”, № 926 от 22 сентября 2016 г.)

2 и 3 — с учетом аварийности выведенного оборудования в предположении выводов самых крупных по мощности генераторов (2) и самых мелких (3);

4 — с учетом аварийности выведенного генерирующего оборудования в предположении примерного равенства их относительных среднестатистических значений существующим величинам.

Результаты, представленные в табл. 1, показывают, что наличие в настоящее время достаточно больших избытков мощности в значительной степени искажают результаты обоснования нормативного резерва мощности. Даже в совершенно нереалистичном сценарии вывода самых мелких по мощности генераторов с незначительной аварийностью завышение величины оперативного резерва мощности превышает 0.75% от совмещенного максимума нагрузки энергосистемы (более 1 ГВт), в наиболее реалистичном (вероятном) сценарии — более 1.8% (более 2 ГВт). Это говорит о необходимости учета этого фактора или пересмотра принятых еще в конце прошлого столетия нормативных показателей обоснования оперативного резерва мощности в ЕЭС России [7, 10].

ПЛАНОВЫЕ РЕМОНТЫ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Вплоть до конца 80-х годов прошлого столетия в силу дефицита генерирующей мощности в ЕЭС бывшего СССР проведение плановых ремонтов оборудования осуществлялось в периоды сезонных снижений нагрузки. Это позволяло с достаточно большой степенью достоверности использовать для расчетов показателей балансовой надежности и обоснования средств ее обеспечения средний декабрьский суточный график нагрузки, длящийся весь год [2, 4], и тем самым существенно упростить модели генерирующей мощности и нагрузки при оценке показателей балансовой надежности.

С запуском в 2006 г. рынка мощности нормы продолжительности и периодичности плановых ремонтов, как и перспективные пятилетние планы ремонтов основного оборудования электростанций, утратили нормативную роль. Значительное сокращение электропотребления привело к появлению достаточных избытков мощности и улучшению режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России. Введение правил оптового рынка электрической энергии (мощности) и финансовые возможности генерирующих компаний позволили увеличить объемы проведения капитальных и средних ремонтов и в осенне-зимний период. Это привело к изменению статистической отчетности об их проведении, в том числе и по декабрю месяцу, для которого, как правило, реализовывается баланс мощности в отчетных материалах, ежегодно представляемых АО “СО ЕЭС”³ (далее — отчет АО “СО ЕЭС”).

Статистическая обработка ретроспективной информации о проведении плановых ремонтов генерирующего оборудования, представленных в отчетах АО “СО ЕЭС” за период с 2012 по 2019 гг., показала, что их среднее значение, применительно к декабрю месяцу, составило величину немного ниже 9% (8.97) по отношению к совмещенному максимуму нагрузки ЕЭС России (без ОЭС Дальнего Востока). При этом следует отметить, что 4% в этой величине составляют текущие ремонты, которые рекомендуется проводить независимо от периода времени. В доперестроечный (до 1990 г.) период картина с текущими ремонтами была примерно такой же. А вот проведение капитальных и средних ремонтов в периоды прохождения годового максимума были ограничены 2.5% мощности от совмещенного максимума нагрузки. Таким образом, в современных условиях составляющая плановых ремонтов на 2.5 процента превышает таковые в доперестроечный период функционирования ЕЭС страны.

³ Отчеты о функционировании ЕЭС России за 2012–2019 гг., подготовленные в соответствии с “Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики” (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823).

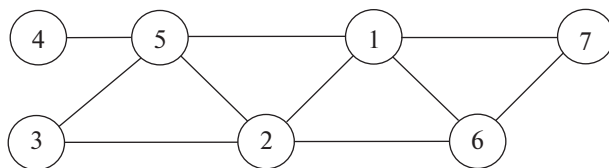


Рис. 2. Модель расчетной схемы ЕЭС России: 1 – ОЭС Урала; 2 – ОЭС Средней Волги; 3 – ОЭС Юга; 4 – ОЭС Северо-Запада; 5 – ОЭС Центра; 6 – Казахстан; 7 – ОЭС Сибири.

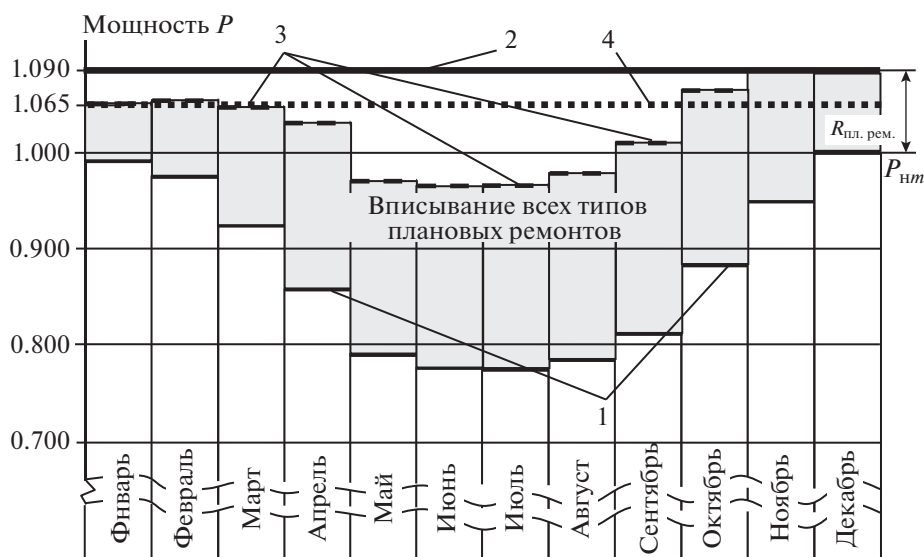


Рис. 3. Влияния учета плановых ремонтов генерирующего оборудования на обоснование оперативной составляющей нормативного резерва мощности.

На рисунке 3 показан годовой график сезонных (месячных) снижений нагрузки (линии 1), полученный в результате обработки ретроспективной информации по потреблению электроэнергии за 8-ми летний период, представленной в упомянутых выше отчетах АО «СО ЕЭС». Видно, что изменения нагрузки по месяцам года достаточно значительные — июльский провал по отношению к декабрьскому максимуму как по мощности, так и по электроэнергии составляет примерно 25%.

Совершенно очевидно, что состав генерирующего оборудования, участвующего в покрытии нагрузки меняется от месяца к месяцу. Следовательно, в силу различной его аварийности, эти изменения влияют на показатели балансовой надежности и на средства ее обеспечения — резервы мощности. В моделях обеспечения балансовой надежности при планировании развития ЕЭС России изменения состава генерирующего оборудования от месяца к месяцу даже на краткосрочный период одного-двух лет осуществить крайне сложно в силу отсутствия такой информации в перспективных балансах мощности в отчетах АО «СО ЕЭС». Это обстоятельство также способствовало учету плановых ремонтов генерирующего оборудования в каждом месяце года не снижением генерирующей мощности, а их добавкой к величине нагрузки. На рисунке 3 показано приращение нагрузки на составляющую проведения плановых ремонтов

($R_{\text{пл. рем.}}$) по месяцам года (выделенная цветом зона). Получаемый в результате такого упрощения месячный график изменения нагрузки на рис. 3 выделен пунктирной линией 3.

С позиций обеспечения балансовой надежности увеличение нагрузки на величину плановых ремонтов генерирующего оборудования практически адекватно соответствующему уменьшению генерирующей мощности по сезонам года. Сплошной жирной линией (2) показан условный максимум нагрузки длящийся весь год, полученный в результате увеличения планируемого в балансе декабрьского максимума нагрузки ($P_{\text{нм}}$) на величину резерва мощности, необходимого для планового ремонта генерирующего оборудования ($R_{\text{пл. рем.}}$). Именно такой неизменный график сезонной нагрузки применялся при обосновании оперативной составляющей нормативного резерва мощности в работе [2, 7].

Представленный рисунок наглядно демонстрирует, что использование годового графика нагрузки в виде декабрьских суток, длящихся весь год, в современных условиях не совсем корректно. После вписывания плановых ремонтов генерирующего оборудования наблюдается некоторая зона между линиями 1 и 3 на рис. 3. В методике [2, 7] такая зона присутствовала, но не в таком объеме. Условный максимум нагрузки, характеризующий этот случай, на рис. 3 изображен пульсирующей жирной линией 4. Объяснение такого стечения обстоятельств уже отмечалось. Это наличие в современных условиях функционирования ЕЭС России значительных избытков мощности. Это приводит к улучшению режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России и возможности проведения капитальных и средних ремонтов в осенне-зимний период в больших, чем ранее, объемах.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УЧЕТА ПЛАНОВЫХ РЕМОНТОВ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ВЕЛИЧИНЫ НОРМАТИВНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ

Как уже было отмечено, отсутствие применительно к современным условиям научно обоснованных положений принятия решений по обеспечению балансовой надежности приводит к использованию нормативного показателя балансовой надежности в виде интегральной вероятности дефицита мощности ($J_d = 0.004$ или $\rho = 0.996$), принятого в 80-е годы прошлого столетия [2, 7, 10]. Анализ ретроспективной информации о проведении плановых ремонтов генерирующего оборудования, представленной в ежегодных отчетах АО “СО ЕЭС” и частично на рис. 3, несколько меняет представление об учете нагрузки в моделях обоснования средств обеспечения балансовой надежности. Она должна представляться не одним средним суточным графиком нагрузки декабря месяца, а, как минимум, хотя бы суточными графиками ее сезонных (месячных) снижений с учетом добавки составляющей плановых ремонтов генерирующего оборудования. Это вступает в некоторое противоречие с методическими подходами, применяемыми при обосновании нормативного показателя балансовой надежности (см. раздел 2).

Влияние представления плановых ремонтов генерирующего оборудования в модели оценки показателей балансовой надежности на обоснование средств ее обеспечения приведено в табл. 2. Результаты для различного учета плановых ремонтов приведены для описанной в разделе 3 модели расчетной схемы ЕЭС России (рис. 2). Следует отметить, что ошибка прогнозирования нагрузки, вызванная влиянием температурных колебаний зимнего периода времени, не учитывается. Вызвано это тем обстоятельством, что температурные колебания учитываются при определении спроса на мощность в процедуре конкурентного отбора мощности⁴ изменением величины совмещенного максимума нагрузки.

⁴ Сайт АО “СО ЕЭС” “Конкурентный отбор мощности”, monitor.so-ups.ru.

Таблица 2. Аварийная составляющая оперативного резерва мощности при различном учете плановых ремонтов оборудования

Показатели	ЕЭС России без ОЭС Востока	Название ОЭС					
		Урал	Средняя Волга	Юг	Северо- Запад	Центр	Сибирь
Максимум нагрузки	155860	37390	17096	16831	15151	39266	30126
При неизменности имеющегося избыточного состава оборудования (раздел 2, случай 1)							
1. При использовании режима электропотребления (график 2 на рис. 2), МВт/%	9392 6.03	2295 6.14	–160 –0.94	1062 6.31	1517 10.01	2502 6.37	2177 7.23
2. При использовании режима электропотребления (график 3 на рис. 2), МВт/%	7337 4.71	1795 4.80	–125 –0.73	827 4.91	1182 7.80	1957 4.98	1702 5.65
Показателей балансовой надежности							
$LOLH$, ч/год	11.546	4.964	4.961	4.967	4.968	4.960	4.948
J_d , о.е.	0.00133	0.00057	0.00057	0.00057	0.00057	0.00057	0.00056
С учетом аварийности выведенного генерирующего оборудования (раздел 2, случай 4)							
3. При использовании режима электропотребления (график 2 на рис. 2), МВт/%	6372 4.09	1665 4.18	–110 –0.64	722 4.29	1027 6.78	1697 4.32	1472 4.89
4. При использовании режима электропотребления (график 3 на рис. 2), МВт/%	4523 2.90	1165 3.12	–75 –0.44	502 2.98	717 4.73	1187 3.02	1027 3.41
Показателей балансовой надежности							
$LOLH$, ч/год	11.661	4.640	4.640	4.640	4.640	4.640	4.639
J_d , о.е.	0.00133	0.00053	0.00053	0.00053	0.00053	0.00053	0.00053

Анализ результатов показывает, что моделирование плановых ремонтов путем изменения нагрузки по месяцам года (график 3 на рис. 3) приводит к существенному сокращению аварийной составляющей оперативного резерва мощности. В случае учета всего состава генерирующего оборудования (раздел 3) это сокращение составляет 1.3% (расчеты 1 и 2). Если же учитывать реальный состав оборудования, то сокращение составит 1.2% по ЕЭС России в целом (расчеты 3 и 4). В принципе, эти результаты были ожидаемы. Обусловлено это в том числе и тем обстоятельством, что обоснование аварийной составляющей оперативного резерва мощности во всех расчетах осуществлялось на основании выполнения в территориальных зонах расчетной схемы ЕЭС России (рис. 2) нормативного показателя балансовой надежности $\rho = 0.996$.

Следует напомнить, что обоснование величины нормативного показателя было выполнено для определенного режима электропотребления – неизменного суточного графика нагрузки, длящегося все рабочие дни года [2, 7, 9]. Реализация такого подхода осуществлена при подготовке в середине 90-х годов прошлого столетия методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем (далее – МР 2003 г.). Их утверждение Минэнерго России было осуществлено только в 2003 г. [10]. В этом нормативно-техническом документе (НТД) рекомендовано значение нормативного резерва мощности величиной 17% для Европейской части (с ОЭС Урала) ЕЭС России и 12% – для ОЭС Сибири. Следует отметить, что в МР 2003 г. ремонтная составляющая нормативного резерва мощности во всех территориальных зонах ЕЭС России не превышала 6.5%, что на 2.5% меньше существующего ее среднего значения ($R_{\text{пл. рем.}} = 8.97\%$). Оперативная составляющая нормативного резерва мощности в МР 2003 г. не превы-

шала величины 9.5%, в ОЭС Сибири из-за низкой аварийности энергоблоков ГЭС – менее 7%.

При этом следует отметить, что 9.5% и 7% оперативного резерва мощности для разных территориальных зон ЕЭС России были получены с учетом ошибки прогнозирования нагрузки, вызванной влиянием температурного фактора. Остальная часть нормативного резерва мощности (от 17% для Европейской части и 12% для ОЭС Сибири) приходилась на стратегический резерв мощности (от нулевой величины процента в ОЭС Сибири до 2% в ОЭС Центра), который в современных условиях не актуален и может приниматься нулевым значением.

Учет ошибки прогнозирования максимальной нагрузки, который осуществлялся при обосновании резервирования в МР 2003 г., увеличивает оперативную составляющую нормативного резерва мощности примерно на 3.5% ($9.5 - 6.03$, расчет 1, табл. 2) при учете всего состава оборудования и на 4.4% ($9.5 - 4.09$, расчет 3, табл. 2) при учете только реально работающего оборудования. Из этого можно сделать один достаточно важный вывод. Учет в моделях обоснования нормативного резерва мощности ошибки прогнозирования нагрузки, вызванной неопределенностью изменения температуры увеличивает оперативную составляющую полного резерва мощности почти на столько же, насколько увеличивается совмещенный максимум нагрузки при определении величины спроса на мощность в процедуре конкурентного отбора мощности. Конкретно эта величина примерно составляет 4% от совмещенного максимума нагрузки. Отказ от учета ошибки прогнозирования, помимо значительного упрощения информационного наполнения задачи обоснования нормативного резерва [11], открывает возможности сравнения применяемых в нашей стране нормативов показателей балансовой надежности с таковыми, используемых в странах Западной Европы.

Таким образом, можно с определенной степенью достоверности констатировать, что в современных условиях функционирования ЕЭС России, характеризующихся достаточно большими избытками генерирующей мощности нормативный резерв мощности должен примерно составлять величину $8.97 + 4.09 \approx 13.1\%$ от совмещенного максимума нагрузки. При этом величина плановых ремонтов ($R_{\text{пл. рем.}}$) вполне может быть сокращена как минимум на 1.5–2%. Принятие оперативного резерва величиной 4.09% (расчет 3), а не 2.9% (расчет 4) на данном этапе исследований связано с тем, что нормативный показатель балансовой надежности $J_{\text{д.}}^{\text{норм.}} = 0.004$ был обоснован под рассмотренные в расчете 3 условия представления нагрузки с учетом реального не избыточного состава генерирующего оборудования. Расчеты 1 и 2 этим правилам не совсем отвечают. С учетом этих обстоятельств величина нормативного резерва мощности может быть принята величиной равной максимум 13% и минимум 11.5% от совмещенного максимума нагрузки, представленного в балансах мощности в программных документах СиПР ЕЭС.

С учетом изменившихся условий представления генерирующего оборудования и режима электропотребления в задаче оценки показателей балансовой надежности становятся актуальными проведение исследований по обоснованию нормативных значений при обосновании оперативной составляющей нормативного резерва мощности, в том числе опираясь на зарубежный опыт решения подобных задач. В разделе 2 было показано, что показатели балансовой надежности в виде $LOLH$ определяются для условий представления режима электропотребления в виде часовых изменений режима электропотребления в течение всех 8760 ч года. В отчетах АО «СО ЕЭС» информации о таком представлении режима электропотребления получить не представляется возможным. Тем не менее с определенной степенью достоверности можно использовать формы суточных графиков декабрьских суток территориальных зон ЕЭС России, полученных в упомянутом выше Отчете о НИР, и распространить их на дру-

гие месяцы года с учетом известного снижения максимальной нагрузки в этих месяцах (рис. 3, пунктирная линия 3).

Показатели балансовой надежности в виде $LOLH$ и J_d , рассчитанные на основе использования графика сезонных снижений (на рис. 3 пунктирная линия 3) приведены в табл. 2. При получении этих показателей балансовой надежности в качестве величин оперативного резерва мощности использовались значения, полученные в расчетах 1 и 3 для условий использования суточного декабрьского графика нагрузки, длящегося 250 рабочих дней года, а режим электропотребления представлялся в виде сезонных снижений нагрузки (как в расчетах 2 и 4). Для обоих приведенных расчетов во всех территориальных зонах ЕЭС России результаты показателей балансовой надежности $LOLH$ и J_d колеблются в пределах 4.64–4.97 ч/год и 0.00053–0.00057 соответственно. Эти значения достаточно приближены к нормативным значениям, принятым в странах Западной Европы, конкретно в Великобритании и Нидерландах (4 ч/год). Представленные результаты сравнения согласуются с результатами, представленными в работе [12]. Они еще раз показывают, что принятый в нашей стране нормативный показатель балансовой надежности ($J_{d_j}^{\text{норм}} = 0.004$), обоснованный для упрощенного представления режима электропотребления и реального состава генерирующего оборудования (отсутствие избытков мощности) [2, 4], согласуется с принятыми нормативными показателями в странах Западной Европы [8]. Следует отметить, что он согласуется и с предлагаемыми изменениями отечественного нормативного показателя балансовой надежности [13, 14], но только в случае изменения представления режима электропотребления.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Наличие значительных избытков мощности, вызванных снижением электропотребления в 90-е годы прошлого столетия, требует пересмотра, участвующего в покрытии нагрузки состава генерирующего оборудования. Не учет этого фактора приводит к завышению оперативной составляющей нормативного резерва мощности по ЕЭС России в целом от 0.7 до 2.8% от совмещенного максимума нагрузки. В наиболее реалистичном (вероятном) сценарии вывода из баланса генерирующего оборудования завышение составляет более 1.8% (более 2 ГВт).

2. Правила оптового рынка и финансовые возможности генерирующих компаний в совокупности с улучшением режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России (значительное снижение электропотребления) позволили проводить капитальные и средние ремонты генерирующего оборудования в осенне-зимний период. Это существенно нарушило введенные в доперестроечный период упрощения о представлении режима электропотребления в моделях оценки показателей балансовой надежности и средств ее обеспечения одним суточным графиком, длящимся все рабочие дни года. В современных условиях необходимо пересмотреть методические принципы оценки показателей балансовой надежности и выработать новые подходы к их нормированию при обосновании средств обеспечения надежности в условиях наличия значительных избыточных генерирующих мощностей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986. 252 с.
2. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969. 51 с.
3. Розанов М.Н. Управление надежностью электроэнергетических систем. М.: Наука. Сиб. отделение. 1991. 208 с.
4. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995, 176 с.

5. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. / Под ред. Ю.Н.Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1983. 336 с.
6. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition. New York and London, Plenum Press, 1996. 509 p.
7. Волькенгау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1981, 320 с.
8. Кучеров Ю.Н., Федоров Ю.Г. Развитие нормативного и методического обеспечения надежности сложных энергосистем и энергообъединений в условиях либерализованной энергетики // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2010. № 6. С. 2—11.
9. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.
10. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). М.: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118-2003.
11. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю., Чупров В.С. Характеристики режима электропотребления применительно к задачам балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем результаты / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 68. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН, 2017. С. 328—337.
12. Чукреев Ю.Я. Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2012. № 6. С. 27—38.
13. Волков Э.П., Баринов В.А. Методические принципы обоснования развития электроэнергетики России в условиях ее либерализации // Изв. АН. Энергетика, 2006. № 3. С. 3—19.
14. Баринов В.А., Маневич А.С., Лисицын Н.В. Перспективы развития ЕЭС России // Вести в электроэнергетике. 2012. № 2. С. 3—6.

The Influence Presentation of Generating Equipment and Load on the Value of Standard Power Reserve Electric Power Systems

Yu. Ya. Chukreev*

*Institute of Socio-Economic and Energy Problems of the North, FRC Komi Scientific Center,
Ural Branch of RAS, Syktvykar, Russia*

**e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru*

Considered are the issues of generating equipment and load presentation when solving the problem of justifying the emergency component operational power reserve in electric power systems and the UES of Russia. The influence received composition of generating equipment, modeling planned repairs with different representations power consumption regime on the indicators of balance reliability and value of power reserves in relation to the territorial zones UES of Russia is given.

Keywords: generating equipment, indicators of balance reliability, regulatory, emergency and operational power reserves, power consumption mode

УДК 621.316:681.3

ВКЛАД СОСТАВЛЯЮЩИХ В НАДЕЖНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ СЕТИ СМПР

© 2021 г. М. И. Успенский*

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федеральный исследовательский
центр “Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук”,
Сыктывкар, Россия*

**e-mail: uspensky@energy.komisc.ru*

Поступила в редакцию 12.01.2021 г.

После доработки 15.02.2021 г.

Принята к публикации 24.02.2021 г.

Наблюдение за режимами электроэнергетической системы с целью управления ими в настоящее время может осуществляться системой мониторинга переходных режимов (СМПР), выполняющей непрерывное измерение и регистрацию векторных величин режима, синхронизируемых с помощью сигналов системы единого времени. Одной из частей, входящих в СМПР, является локальная информационная сеть, надежность функционирования которой во многом определяет правильную работу СМПР. Для оценки указанной надежности ее удобно разделить на составляющие: аппаратную или техническую надежность, связанную с отказом (разрушением) элементов канала передачи или целостностью линий связи; надежность трафика, определяемую временной потерей или искажением данных без отказа элемента канала передачи; программную надежность из-за ошибок при разработке программ исполнения обмена; противостояние внешнему целенаправленному воздействию на передаваемую информацию. В данной работе основное внимание уделено оценке надежности первых трех составляющих надежности информационной сети, показана суммарная величина такой надежности, оценен вклад каждой из составляющих. Здесь не рассматривалась последняя составляющая (противостояние внешнему целенаправленному воздействию), которой в настоящее время посвящено огромное число работ.

Ключевые слова: система мониторинга переходных режимов, локальная информационная сеть, надежность и готовность аппаратного и программного обеспечения, готовность трафика, надежность программного обеспечения

DOI: 10.31857/S0002231021020138

1. ВВЕДЕНИЕ

Наблюдение за режимами электроэнергетической системы (ЭЭС) с целью управления ими в настоящее время может осуществляться системой мониторинга переходных режимов (СМПР), выполняющих непрерывное измерение и регистрацию векторных величин режима, синхронизируемые с помощью сигналов системы единого времени [1]. СМПР состоит из измерительных трансформаторов, устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ), концентраторов данных векторных измерений (КДВИ) и оборудования локальной информационной сети (ЛИС). Надежность функционирования СМПР определяется надежностью каждого из элементов системы мониторинга. Рассмотрим работу последнего элемента – локальной информационной сети.

Отказ сети определяется потерей терминальной связи, причем в это понятие входит не только отсутствие такой связи, но и искажение передаваемой информации. Тогда надежность сети включает четыре составляющих, а именно: 1) аппаратную или техническую надежность, связанную с отказом (разрушением) элементов канала передачи или целостностью линий связи; 2) надежность трафика, определяемую временной потерей или искажением данных без отказа элемента канала передачи; 3) программную надежность из-за ошибок при разработке программ исполнения обмена; 4) противостояние внешнему целенаправленному воздействию на передаваемую информацию.

Здесь будет показан подход к оценке составляющих первых трех пунктов, рассмотрены алгоритм и реализация такого подхода на примере 10-узловой ЭЭС, оценены суммарная величина надежности ЛИС СМПР и доли вклада составляющих, а также отмечены некоторые особенности модели информационной сети.

2. АППАРАТНАЯ ЧАСТЬ СЕТИ СМПР

Аппаратную часть сети СМПР составляют связи сети, электроника УСВИ и КДВИ. Поскольку работа блоков центрального процессора и коммуникационного интерфейса КДВИ при дублировании подобна работе этих элементов в УСВИ, то воспользуемся оценкой надежности этих блоков в [2], полученной из системы Марковских уравнений вероятностей состояния, с учетом разных длин основного и резервного каналов связи. Тогда готовность $A_{зв}$ звена связи сети, состоящего из дублируемого источника информации (СМПР, КДВИ или, при необходимости, промежуточного усилителя) и линий канала связи можно определить, как

$$A_{зв} = A_{КДВИ} A_{св}, \quad (1)$$

где

$$A_{КДВИ} = \frac{\mu_{КДВИ}^2}{(\mu_{КДВИ} + \lambda_{КДВИ})^2}, \quad (2)$$

а

$$A_{св} = \frac{\mu_{ло} \mu_{лр}}{(\mu_{ло} + \lambda_{ло})(\mu_{лр} + \lambda_{лр})}. \quad (3)$$

Здесь $A_{КДВИ}$ — готовность дублируемого источника информации; $\lambda_{КДВИ}$ и $\mu_{КДВИ}$ — интенсивности отказа и восстановления источника соответственно; $A_{св}$ — готовность линии связи. Сюда же следует отнести и физическую готовность носителей информации (витой пары, оптоволокна, высокочастотного канала), каждый элемент которого характеризуется длиной l_i , удельной интенсивностью отказов основной — $\lambda_{ло}$ и резервной — $\lambda_{лр}$ и средним временем восстановления основной — $r_{ло}$ и резервной — $r_{лр}$ линий на единицу длины. Поскольку показатели надежности коммуникационных линий $\lambda_{лин}$ и $r_{лин}$ примерно линейно зависят от длины связи, а $\mu_{лин} = 1/r_{лин}$, то вероятность работоспособного состояния элемента носителя информации (готовность звена связи l) несложно оценить, как

$$A_{зв,i} = \frac{\mu_{лин,i}}{\mu_{лин,i} + \lambda_{лин,i}} = \frac{1/(r_{лин,i} l_i)}{1/(r_{лин,i} l_i) + \lambda_{лин,i} l_i} = \frac{1}{\lambda_{лин,i} r_{лин,i} l_i^2 + 1}. \quad (4)$$

Следует заметить, что $r_{лин}$ включает две составляющие: переменную поиска нарушения, зависящую от расстояния, и постоянную, связанную с восстановлением. Но поскольку вторая составляющая имеет небольшие значения по сравнению с первой, мы ею пренебрегаем. Следовательно, готовность коммуникационной линии обратно пропорциональна квадрату ее длины. В отличие от дублирования в электронике, где

Таблица 1. Структура кадра С.37.118-2011

Поле	Размер
Синхронизирующий байт (SYNC)	2 байта
Число байт фрейма (FRAMESIZE)	2 байта
Идентификатор PMU (IDCODE)	2 байта
Секунды отсчета (SOC)	4 байта
Доля секунды/флаг качества (FRACSEC)	4 байта
Флаг состояния (STAT)	2 байта
Векторы (PHASORS)	$8 \times n$ байт (с плавающей запятой)
Частота (FREQ)	4 байта (с плавающей запятой)
Скорость изменения частоты (DFREQ)	4 байта (с плавающей запятой)
Аналоговые данные (ANALOG)	$8 \times m$ байт (с плавающей запятой)
Цифровые данные (DIGITAL)	$2 \times l$ байт (дискретные значения)
Циклическая проверка избыточности (CHK)	2 байта

l – число источников дискретной информации; m – число источников аналоговой информации; n – синхронизированные векторы (величина и фаза).

резервное устройство обычно повторяет основное, дублирование носителей информации чаще всего обеспечивается элементами различных показателей надежности. Это связано с тем, что в нормальном режиме связь обеспечивается по наикратчайшей линии в сети коммуникации, а в случае режима резервирования информация идет по оставшейся в сети связи, которая может быть существенно длиннее основной. При этом подход к решению такой задачи тот же, что и при дублировании электронных блоков (2), только с учетом разных значений λ_j и μ_j для j -ой связи (3).

2. НАДЕЖНОСТЬ ТРАФИКА

Надежность трафика заключается в передаче информации своевременно, без потерь и искажений, связанных с загрузкой канала обмена. Потери из-за трафика связаны с недопустимой задержкой или потерей части информации по причине перегрузки канала информации, но не связаны с отказом элементов устройств этого канала, что учтено в аппаратной надежности. Следовательно, надежность трафика определяется выбором пропускной способности с учетом задержки передаваемой информации.

Кадр информации от узла генерации или линии электропередачи, формируемый каждым УСВИ, объединяет 9 измерений векторов: 3 тока и 3 напряжения (величина и фаза), 3 мощности (активная и реактивная составляющие); 2 аналоговые величины: ток и напряжение возбуждения генератора; состояние устройств синхронизированных векторных измерений и состояние коммутирующих элементов. Кроме того, пакет передачи включает частоту и скорость ее изменения, метку времени и обязательку для взаимодействия с информационной сетью в стандарте С.37.118-2011. Структура кадра с данными приведена в табл. 1.

Тогда объем информации от одного УСВИ занимает $b_{\text{и}} = 8 \times 9 + 2 \times 8 + 2 + 2 = 92$ байта. Объем дополнительной информации на кадр одного узла (первые шесть позиций табл. 1) составляет $b_{\text{к}} = 6 + 8 + 8 + 2 = 24$ байта. В зависимости от числа УСВИ – источников измерительной информации и передаваемых измерений в секунду объем пакета часто лежит в пределах 100–400 байт. Приблизительная пропускная способность канала в кбит/с в зависимости от числа устройств-источников и скорости выборки с учетом запаса в 10% приведена в табл. 2 [3]. При этом 1 кбит = 1024 бита.

Таблица 2. Требуемая пропускная способность канала, кбит/с

Измерений в секунду	Количество устройств			
	2	10	40	100
25	50	249	997	2392
50	100	499	1994	4984
100	200	997	3988	9969

Задержка информации связана как с типом канала обмена, так и с временем разгрузки его приемного буфера. Доставка пакета приемнику требует затрат времени T_d , которое, в общем случае, определяется временем распространения сигнала T_{pc} , временем передачи пакета по линии связи $T_{пп}$ и временем ожидания пакета в очереди в узле связи $T_{ож}$.

$$T_d = T_{pc} + T_{пп} + T_{ож}. \quad (5)$$

Время распространения сигнала T_{pc} в большинстве систем связи определяется временем распространения электрического или оптического сигнала (электромагнитного поля). Задержка импульса в оптоволокне $(3.5 \dots 5) \times l$ (нс) [4], а в медном проводе $5 \times l$ (мкс) [5], где l — длина канала в км.

Время передачи пакета $T_{пп}$ зависит от скорости передачи данных по линии связи $v_{п}$ (кбит/с) и объема или длины пакета $L_{п}$ (кбит)

$$T_{пп} = L_{п}/v_{п}. \quad (6)$$

Принимая, что скорость распространения зависит только от материала канала, считаем, что время передачи по каналу зависит только от длины пакета.

Основной задачей при проектировании сети передачи данных является обеспечение баланса между трафиком (потоком заявок λ , в нашем случае частота измерений), объемом ресурсов сети (пропускной способностью) и качеством предоставления услуги (потоком обслуживания μ , параметр обработки запроса). При решении такой задачи рассматриваются два уровня модели взаимодействия открытых систем (ВОС): сетевой и канальный.

Сетевой уровень. На сетевом уровне рассматриваются маршруты пропуска трафика в сети. Для этого сеть связи удобно описать моделью графа [6] (в данном случае неориентированного), в которой узлы сети (маршрутизаторы) соответствуют вершинам графа, а линии связи дугам графа. Время передачи к узлу-приемнику — это время, которое пакет проводит в линии сети. Такое время в определенной степени случайно.

Интенсивность нагрузки на дуги графа сети ρ_{ij} , определяемая отношением интенсивности потока заявок от узла-источника информации i к интенсивности потока обслуживания узлом-приемником j (λ_i/μ_j), зависит от количества устройств и объема информации от каждого устройства. В нашем случае интенсивность потока заявок определяется частотой измерений параметров в узлах энергосистемы: $\lambda = f_{изм} = \frac{1}{T_{изм}}$,

интенсивность потока обслуживания — величиной, обратной времени доставки пакета: $\mu = \frac{1}{T_d} = \frac{1}{L_{п}/v_{п} + T_{pc}}$, и поскольку это время в нашем случае должно быть меньше периода заявки, то $T_{ож} = 0$. Иначе произойдет запланированная потеря информации. С другой стороны, электроника приемника создает дополнительную задержку $T_{эл}$ в среднем примерно 5 мкс. Тогда

$$\rho_{ij} = \frac{L_{п}/v_{п} + T_{pc} + T_{эл}}{T_{изм}}. \quad (7)$$

Канальный уровень. На данном уровне требуется оценить необходимую пропускную способность линий связи между узлами сети. В общем случае, для оценки вероятности потерь может быть использована приближенная формула [7]

$$q_{ij} = \frac{1 - \rho_{ij}}{1 - \rho_{ij}^{N_j+1}} \rho_{ij}^{N_j}, \quad (8)$$

где N_j — число секций накопителя приемника j ; ρ_{ij} — интенсивность нагрузки линии ij . Отсутствие потерь при этом определится как

$$p_{ij} = 1 - q_{ij}. \quad (9)$$

Понятно, что такая оценка соответствует одной информационной линии, связывающей два узла. С учетом последовательности включения звеньев линии связи двух узлов, проходящей через промежуточные узлы, общая оценка вероятности потери информации определится как

$$Q_\Sigma = 1 - \prod_{ij} p_{ij} = 1 - \prod_{ij} (1 - q_{ij}). \quad (10)$$

3. ОТКАЗ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Отказ программного обеспечения (ПО) связан с его несоответствием поставленным задачам. Существует множество определений программной ошибки. Наиболее приемлемым представляется определение [8]: *Надежность ПО — есть вероятность того, что программа какой-то период времени будет работать без сбоев с учетом степени их влияния на выходные результаты.*

Частота появления ошибок из статистических данных, приведенная к 100% ошибок, дана в табл. 3, причем позиция “Неполное или ошибочное задание” раскрыта более подробно.

ПО не подвержено износу и его надежность определяется только ошибками разработки. Таким образом, со временем этот показатель должен был бы возрасти, если коррекция выявленных ошибок не вносит новые ошибки.

Для ответственных применений, к которым следует отнести ПО СМНР, к моменту поставки системы клиенту в нем может содержаться от 4 до 15 ошибок на 100 000 строк кода программы [10]. Для наглядности отметим, что число строк кода WINDOWS XP более 45 млн, программы NASA — 40 млн, ядра Linux 4.11 более 18 млн. При оценке программы СМНР в 10 млн строк кода число ошибок в начале эксплуатации программы $E = (V/100000) \times 4 = 400$ ошибок. Тогда, используя формулу средней наработки программного обеспечения на отказ, получим

$$\lambda_{\text{ПО}} = \beta \frac{E}{V} = 0.01 \frac{400}{10^7} = 4 \times 10^{-7} \quad \text{или} \quad t_{\text{ПО}} = \frac{1}{\lambda_{\text{ПО}}} = \frac{10^7}{4 \times 8760} \approx 285 \text{ лет},$$

где E — число ошибок на программу, принятую в эксплуатацию; V — объем программы в строках кода; β — коэффициент сложности программы, обычно в диапазоне 0.001–0.01; $\lambda_{\text{ПО}}$ — интенсивность отказов и $t_{\text{ПО}}$ — наработка на отказ программного обеспечения; 8760 — число часов в году. При значении одна ошибка на 1000 строк кода, принятом для прикладных программных средств после тестирования при том же объеме строк кода $E = 10000$ ошибок

$$\lambda_{\text{ПО}} = \beta \frac{E}{V} = 0.01 \frac{10000}{10^7} = 10^{-5} \quad \text{или} \quad t_{\text{ПО}} = \frac{1}{\lambda_{\text{ПО}}} = \frac{10^5}{8760} \approx 11.4 \text{ года}$$

или примерно один отказ в 12 лет.

Таблица 3. Частота появления некоторых типов ошибок [9]

Причина ошибки	Частота, %
Отклонение от задания	12
Пренебрежение правилами программирования	10
Ошибочная выборка данных	10
Ошибочная логика или последовательность операций	12
Ошибочные арифметические операции	9
Нехватка времени для решения	4
Неправильная обработка прерываний	4
Неправильные константы или исходные данные	3
Неточная запись	8
Неполное или ошибочное задание	28
⇓	
<i>Ошибки в числовых значениях</i>	12
<i>Недостаточные требования к точности</i>	4
<i>Ошибочные символы или знаки</i>	2
<i>Ошибки оформления</i>	15
<i>Неправильное описание аппаратуры</i>	2
<i>Неполные или неточные основы разработки</i>	52
<i>Двусмысленность требований</i>	13

4. ПОРЯДОК ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ЛИС

Поскольку надежность информационной сети исследуется применительно к заданной схеме, то алгоритм исследования выглядит следующим (рис. 1).

1. Задаются исследуемая схема обмена информацией в виде связей между узлами, типом связей (проводные, оптоволоконные, высокочастотные и т.д.) и длиной звеньев связей, а также начальные условия: интенсивности отказа и восстановления источников информации $\lambda_{ии}$ и $\mu_{ии}$, удельные интенсивности отказов звеньев основной и резервной линий ($\lambda_{ло}$ и $\lambda_{лр}$) и среднее время восстановления основной и резервной линий ($r_{ло}$ и $r_{лр}$) на единицу длины, задержка распространения $T_{рс}$, задержка в электронных устройствах $T_{эл}$, скорость передачи $v_{п}$, частота передачи $f_{изм}$ или период измерений $T_{изм}$, число источников информации в каждом узле. Здесь под звеном подразумевается связь между соседними узлами.

2. Выбираются основной и резервные маршруты обмена информации между источниками и диспетчерским пунктом, причем первый обычно определяется по наикратчайшему пути от источника информации до диспетчерского пункта, остальные — в зависимости от отказавшего звена связи.

3. Каждому маршруту ставится в соответствие его набор звеньев.

4. Выполняется расчет информационных нагрузок звеньев каждого маршрута в нормальном и аварийном с точки зрения отказа звеньев режиме.

5. На основе подготовленной информации вычисляются аппаратные готовности и надежность трафика маршрутов нормального и аварийного режима.

6. Рассчитываются готовности маршрутов с учетом резервирования.

7. Оценивается составляющая, учитывающая надежность разработки программного обеспечения.



Рис. 1. Алгоритм исследования надежности информационной сети.

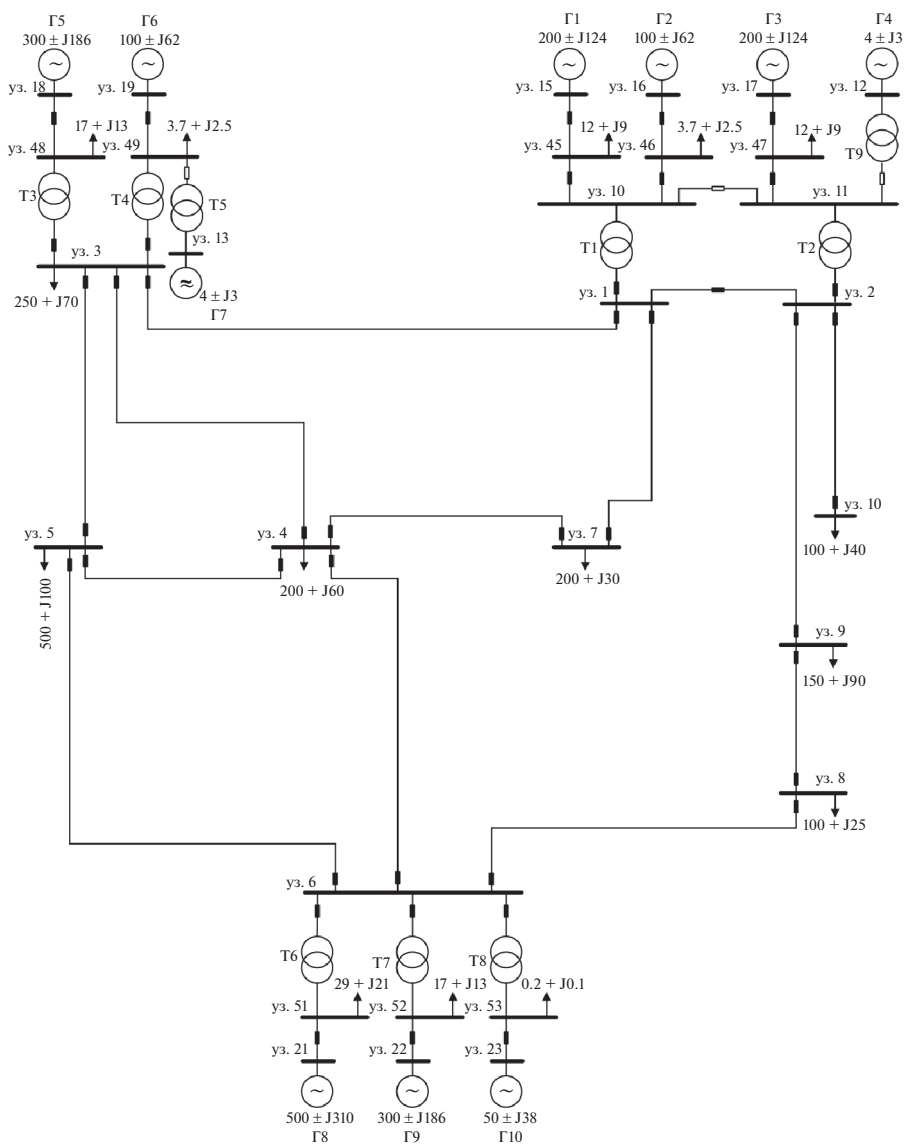


Рис. 2. Схема модели тестовой ЭЭС. Черный выключатель — включен, белый — выключен.

8. Выполняется оценка противостояния внешнему воздействию на информацию. Упомянув эту позицию, мы не останавливаемся детально на такой оценке, отсылая читателя к литературным источникам, например, [11, 12].

9. Делается заключение о приемлемости исследуемого варианта и, по необходимости, о слабых его местах.

Рассмотрим изложенный подход на примере 10-узловой ЭЭС, рассмотренной в [13], рис. 2. Не останавливаясь на оптимальном составе УСВИ, назначим их установку в каждый узел сети и выберем места для КДВИ в узлах 4 и 9. Определим основной и резервный канал обмена информацией от УСВИ каждого узла, табл. 4 и рис. 3. На рисунке 4а такие

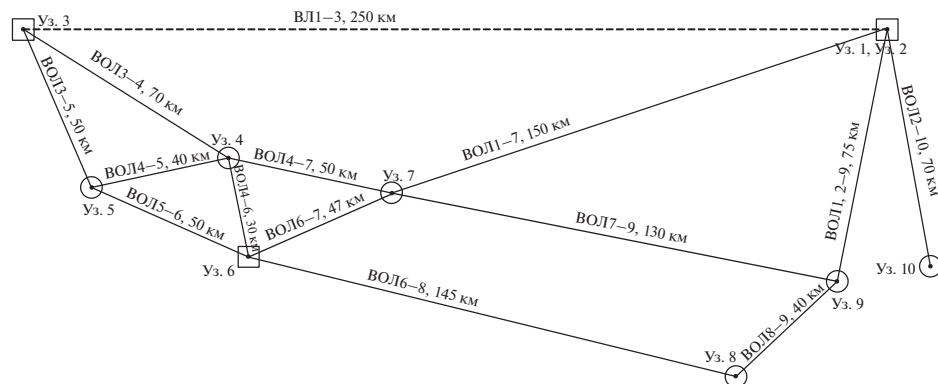


Рис. 3. Географическое расположение объектов тестовой ЭЭС. Масштаб в 1 см 16 км.

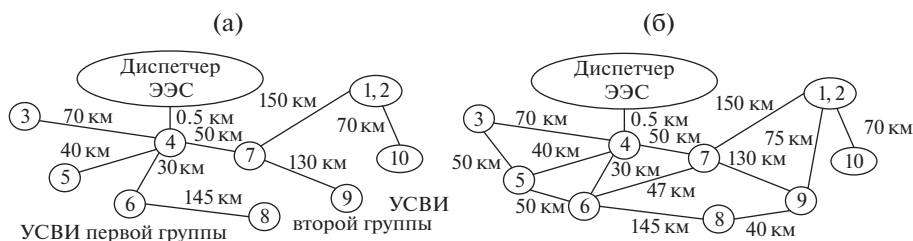


Рис. 4. Маршруты обмена информацией: (а) без резервирования; (б) с резервированием.

связи без резервирования, а на 4б – с резервированием. Для линий связи на оптоволокне удельные показатели по табл. 12.4 из [14] и данным из [15, 16] $\lambda_l = 0.01752$ отказ/(км год); $r_l = 0.2088$ ч/(км восст.). Показатели надежности электронных устройств с их дублированием следующие: $\lambda_{\text{УСВИ}} = 1.539 \times 10^{-3}$ отказ/год, $\mu_{\text{УСВИ}} = 5.922$ восст./год, $A_{\text{УСВИ}} = 0.999740$ [2], $\lambda_{\text{КДВИ}} = 2.673 \times 10^{-6}$ отказ/год и $\mu_{\text{КДВИ}} = 740$ восст./год, $A_{\text{КДВИ}} = 0.999999996$ [14].

Таблица 4. Маршруты основных и резервных каналов обмена информацией

Узел-источ.	Основной канал	Резервный канал
1	1-7-4	1-9-8-6-4
2	2-7-4	2-9-7-4
3	3-4	3-5-4
5	5-4	5-6-4
6	6-4	6-5-4
7	7-4	7-6-4
8	8-6-4	8-9-7-4
9	9-7-4	9-8-6-4
10	10-2-7-4	—

Таблица 5. Готовность звеньев маршрута обмена информацией на оптоволоконне

Связь	l , км	$\lambda_{\text{св}}$, отк./год	$r_{\text{св}}$, ч/восст.	$A_{\text{звена связи}}$	Связь	l , км	$\lambda_{\text{св}}$, отк./год	$r_{\text{св}}$, ч/восст.	$A_{\text{звена связи}}$
1–7	150.0	2.628	31.32	0.990433883	4–6	30.0	0.5256	6.264	0.999364399
1–9	75.0	1.314	15.66	0.997397114	4–7	50.0	0.876	10.44	0.99869736
2–7	150.0	2.628	31.32	0.990433883	5–6	50.0	0.876	10.44	0.99869736
2–9	75.0	1.314	15.66	0.997397114	6–7	47.0	0.82344	9.8136	0.998818611
2–10	70.0	1.2264	14.616	0.997698469	6–8	145.0	2.5404	30.276	0.991038641
3–4	70.0	1.2264	14.616	0.997698469	7–9	130.0	2.2776	27.144	0.99273384
3–5	50.0	0.876	10.44	0.99869736	8–9	40.0	0.7008	8.352	0.99907246
4–5	40.0	0.7008	8.352	0.99907246					

Таблица 6. Готовность маршрутов обмена информацией на оптоволоконне

№ узла	$A_{\text{основного канала}}$	$A_{\text{резервн. канала}}$	$A_{\text{канала с резервированием}}$	№ узла	$A_{\text{основн. канала}}$	$A_{\text{резервн. канала}}$	$A_{\text{канала с резервированием}}$
1	0.989400945	0.987684744	0.99986947	7	0.990433883	0.998443352	0.999985109
2	0.989400945	0.989374459	0.999887379	8	0.990666305	0.991036328	0.999916336
3	0.997698469	0.998030512	0.999995467	9	0.991698503	0.99000482	0.999917025
5	0.99907246	0.998322147	0.999998444	10	0.987380523	0	0.987380523
6	0.999364399	0.998030512	0.999998748				

6. ТЕХНИЧЕСКАЯ ГОТОВНОСТЬ ЛИС

В таблице 5 определены готовности звеньев канала обмена информацией, в каждое из которых входит источник информации (УСВИ или КДВИ) и собственно волоконно-оптическая связь, с учетом того, что $\mu_{\text{св}} = \frac{8760}{r_{\text{св}}}$ восст./год. Тогда готовность отдельных каналов передачи информации определится как произведение готовностей последовательных звеньев, что соответствует нерезервируемому каналу, а готовность i -го канала с резервированием определится как

$$A_{\text{к.р.}i} = 1 - (1 - A_{i,\text{осн. кан.}}) \times (1 - A_{i,\text{рез. кан.}}), \quad (11)$$

где $A_{i,\text{осн. кан.}}$ — готовность i -го основного канала, $A_{i,\text{рез. кан.}}$ — готовность i -го резервного канала. В таблице 6 приведены готовности отдельных каналов по схеме маршрутов (табл. 4) и готовности каналов с резервированием.

Условимся называть отдельную информационную линию “связью”, связь двух ближайших соседних узлов — “звеном”, а набор звеньев от узла-источника до диспетчерского сервера — “маршрутом”.

Из таблицы 6 видно, что при использовании единственного маршрута связи разброс его готовности лежит в диапазоне от одной до трех девяток после десятичной точки. При резервировании готовность связи поддерживается на уровне не менее трех девяток после точки даже при достаточно удаленном от диспетчерского пункта источнике, как например узлы 1 и 2. Готовность маршрута 10 составляет значение готовности основного маршрута, поскольку этот маршрут резервирования не имеет.

Для линий связи с помощью высокочастотного сигнала по линиям электропередачи (ЛЭП) удельные показатели из табл. 12.3 [14] $\lambda_l = 0.0196$ отказ/км год; $r_l = 0.19$ ч/км восст.

Таблица 7. Готовность звеньев маршрута обмена информацией по ЛЭП

Связь	l , км	$\lambda_{\text{св}}$, отк./год	$r_{\text{св}}$, ч/восст.	$A_{\text{звена связи}}$	Связь	l , км	$\lambda_{\text{св}}$, отк./год	$r_{\text{св}}$, ч/восст.	$A_{\text{звена связи}}$
1–7	150.0	2.94	28.5	0.990268019	4–6	30.0	0.588	5.7	0.999357643
1–9	75.0	1.47	14.25	0.997355058	4–7	50.0	0.98	9.5	0.998678619
2–7	150.0	2.94	28.5	0.990268019	5–6	50.0	0.98	9.5	0.998678619
2–9	75.0	1.47	14.25	0.997355058	6–7	47.0	0.9212	8.93	0.998802048
2–10	70.0	1.372	13.3	0.997661811	6–8	145.0	2.842	27.55	0.990883459
3–4	70.0	1.372	13.3	0.997661811	7–9	130.0	2.548	24.7	0.992608673
3–5	50.0	0.98	9.5	0.998678619	8–9	40.0	0.784	7.6	0.999060456
4–5	40.0	0.784	7.6	0.999060456					

Таблица 8. Готовность маршрутов обмена информацией по ЛЭП

№ узла	$A_{\text{основного канала}}$	$A_{\text{резервн. канала}}$	$A_{\text{канала с резервированием}}$	№ узла	$A_{\text{основн. канала}}$	$A_{\text{резервн. канала}}$	$A_{\text{канала с резервированием}}$
1	0.98921669	0.987469907	0.999864884	7	0.99026802	0.998420046	0.999984624
2	0.98921669	0.989189439	0.999883426	8	0.99050449	0.990880875	0.999913409
3	0.99766181	0.997999793	0.999995323	9	0.99155486	0.989831215	0.999914123
5	0.99906046	0.998296664	0.9999984	10	0.98716037	0	0.98716037
6	0.99935764	0.997999793	0.999998715				

Остальные данные те же. Тогда готовности звеньев маршрута и маршрутов обмена информацией даны в табл. 7 и 8 соответственно.

Как показывает сравнение табл. 5, 6 и 7, 8, различие в готовности между оптоволоконным и высокочастотной передачей незначительно. В последней таблице, как и для оптоволокна, готовность узла 10 определяется только основным маршрутом.

Учитывая последовательное включение звеньев основного либо резервного маршрута информации, а также параллельную работу этих маршрутов на сервер, определим интенсивность отказов – λ_{Σ} и интенсивность восстановления – μ_{Σ} маршрутов обмена информацией для случая с оптоволоконном. Тогда $\lambda_{i,\Sigma} = \sum_j \lambda_{i,j}$, где i – основной либо резервный маршрут информации, j – элемент звеньев этого маршрута. Затем из соотношения $A = \frac{\mu}{\mu + \lambda}$ определяем $\mu_{i,\Sigma} = \frac{\lambda_{i,\Sigma} A_i}{1 - A_i}$ и находим $\mu_{\Sigma} = \sum_i \mu_{i,\Sigma}$. Далее $\lambda_{\Sigma} = \frac{\mu_{\Sigma}(1 - A_{\text{кои}})}{A_{\text{кои}}}$. Результирующие λ_{Σ} и μ_{Σ} для оптоволокна и ЛЭП сведены в табл. 9.

При сложной сети информационных связей можно найти резервную связь от узла сервера до узла с отказавшей связью, исключая последнюю. Для этого используем алгоритм поиска сначала вглубь, а затем вширь, как предложено в работе [17]. Он позволяет с учетом отказавших связей найти резервный путь, если такой существует, либо предупредить об его отсутствии. При поиске строится колонка “Резервный канал” табл. 4, и затем производится оценка аппаратной надежности найденного пути. Эти резервные пути записываются в табл. 4 в порядке снижения надежности. Подобная операция выполняется в процессе построения сети. В реальном режиме при необходимости используется резервный канал с рабочими связями и наивысшей готовностью.

Таблица 9. Результирующие значения λ_{Σ} и μ_{Σ} маршрутов обмена информацией

Узел-источ.	Канал оптоволокна		Канал ЛЭП	
	λ_{Σ}	μ_{Σ}	λ_{Σ}	μ_{Σ}
1	0.09589628	734.572164	0.109127394	807.5486398
2	0.083695895	743.08248	0.095243883	816.9324165
3	0.006031754	1330.67373	0.006854215	1465.551612
5	0.002472612	1588.79738	0.00280486	1752.642178
6	0.00203475	1625.44545	0.002306221	1794.935514
7	0.016936974	1137.37422	0.019264457	1252.864972
8	0.062884682	751.569245	0.071559069	826.33357
9	0.062221822	749.824533	0.070804518	824.418488
10	0.077536602	642.210362	0.088232547	706.0262268

7. УЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ТРАФИКА

Оценим информационные каналы СМНР для электроэнергетической системы рис. 2. Схема информационных связей с масштабом расстояний представлена выше на рис. 3. Определим условия и характеристики сети. Все информационные связи выполнены оптоволокном с задержкой распространения $T_{pc} = 5$ нс. Задержка электроники $T_{эл} = 5$ мкс. Скорость передачи $v_{п} = 1$ Мбит/с = 1048576 бит/с [16]. Частота передачи измерений 10 Гц или $T_{изм} = 0.1$ с. Поскольку диспетчерский центр определен в узле 4 ЭЭС, то маршруты информации в нормальном и режиме отказа одной из линий передачи информации даны в табл. 4, причем последняя графа показывает связь узла-источника с узлом 4 при отказе одной из составляющих связей обходными путями. Отметим, что отказ связи 10-2 приводит к полной потере обмена информацией с узлом 10. Исходные данные для расчетов сведены в табл. 10. Здесь в третьем и четвертом столбце $b_{и}$ и $b_{к}$, значения байт, связанных непосредственно с соответствующим звеном линии, а $\Sigma b^и$ и $\Sigma b^а$ — группы байт, включая промежуточные пакеты, сквозные для рассматриваемой связи, как в нормальном, так и в аварийном режиме, вызванном отказом одной из линий. N определено по максимуму кадров в нормальном режиме и равно 5.

Результаты моделирования приведены в табл. 11 и 12, из которых видно, что при вычисленных нагрузках вероятность потери информации очень низкая. Зависимость вероятности потери информации от интенсивности нагрузки ρ рассмотрим на примере связи 7-4 при остальных тех же условиях. На этом же примере рассмотрим влияние числа секций накопителя N , табл. 13.

Понятно, что при $N = 0$ вероятность потери информации равна 1, поскольку ее просто некуда принимать. С ростом N значение q довольно круто падает, обращаясь практически в ноль уже при $N = 10$. Также очевидно, что чем больше интенсивность нагрузки ρ , тем больше вероятность потери информации q , причем возрастание идет довольно быстро, требуя увеличения числа секций накопителя приемника N .

8. ОЦЕНКА ВКЛАДА СОСТАВЛЯЮЩИХ В СУММАРНУЮ НАДЕЖНОСТЬ ЛИС

Выше были определены составляющие надежности функционирования информационной сети СМНР. Здесь мы хотим определить суммарную надежность и вклад каждой из составляющих в эту сумму. Изначально возник вопрос, какой должна быть модель вклада составляющих надежности? Пусть $R_{i, 1a}$ — аппаратная надежность основно-

Таблица 10. Исходные данные по информационной сети

Связь	l , км	$b_{и}$	$b_{к}$	$\Sigma b_{и}^н$	$\Sigma b_{к}^н$	$\Sigma b_{и}^а$	$\Sigma b_{к}^а$
1–7	150	2	1	2	1	5	3
2–9	75	2	1	3	2	5	3
10–2	70	1	1	1	1	1	1
3–4	70	6	2	6	2	6	2
3–5	50	0	0	0	0	6	2
9–7	130	1	1	4	3	6	4
9–8	40	0	0	0	0	6	4
8–6	145	1	1	1	1	7	5
7–4	50	1	1	7	5	7	5
6–5	50	1	1	0	0	7	3
6–4	30	6	2	7	3	13	7
5–4	40	1	1	1	1	8	4
7–6	50	6	2	0	0	7	5
2–7	150	0	0	0	0	5	3
1–9	75	0	0	0	0	5	3

Таблица 11. Нагрузки ρ_{ij} и вероятности q_{ij} потери информации отдельной связи

Связь	$\rho_{ij}^н$	$q_{ij}^н$	$\rho_{ij}^а$	$q_{ij}^а$
1–7	0.01593	1.008E-09	0.04065	1.0643E-07
2–9	0.02477	9.099E-09	0.04064	1.0638E-07
10–2	0.00890	5.545E-11	0.00890	5.5455E-11
3–4	0.04583	1.929E-07	0.04580	1.9296E-07
3–5	—	—	0.04583	1.9289E-07
9–7	0.03363	4.154E-08	0.04949	2.8233E-07
9–8	—	—	0.04949	2.8221E-07
8–6	0.00891	5.557E-11	0.05835	6.3671E-07
7–4	0.05834	6.364E-07	0.05834	6.3645E-07
6–5	—	—	0.05468	4.6204E-07
6–4	0.05468	4.619E-07	0.10412	1.0961E-05
5–4	0.00890	5.541E-11	0.06353	9.6904E-07
7–6	—	—	0.05834	6.3644E-07
2–7	—	—	0.04065	1.0649E-07
1–9	—	—	0.04064	1.0638E-07

го i -го маршрута, $R_{i, 2a}$ — аппаратная надежность резервного i -го маршрута, $R_{i, 3m}$ — надежность трафика основного i -го маршрута, $R_{i, 4m}$ — надежность трафика резервного i -го маршрута. Модель вклада может иметь одну из следующих схем (рис. 5). В схеме (а) сначала объединяются аппаратная и составляющая трафика, а затем основной и резервный маршруты. В схеме (б) — сначала аппаратная составляющая основного и резервного маршрутов, затем составляющие трафика этих же маршрутов,

Таблица 12. Вероятности потери информации маршрута

Маршрут	$Q_{\Sigma M}^H$	Маршрут	$Q_{\Sigma M}^H$
1-7-4	6.37E-07	1-9-8-6-4	1.199E-05
2-9-7-4	6.87E-07	2-7-4	7.429E-07
3-4	1.93E-07	3-5-4	1.162E-06
5-4	5.54E-11	5-6-4	1.142E-05
6-4	4.62E-07	6-5-4	1.431E-06
7-4	6.36E-07	7-6-4	1.16E-05
8-6-4	4.62E-07	8-9-7-4	1.201E-06
9-7-4	6.78E-07	9-8-6-4	1.188E-05
10-2-7-4	6.37E-07	—	—

Таблица 13. Влияние интенсивности нагрузки ρ и числа секций N на вероятность потери информации q и безошибочной работы p связи 7—4

№	ρ	N	p	q	№	ρ	N	p	q
1	0.01	0	0	1	5	0.3	7	0.9998469	0.0001531
2		1	0.99009901	0.00990099	6		10	0.999995867	4.13344E-06
3		3	0.99999901	9.9E-07	7		100	1	0
4		5	1	9.9E-11	1	0.5	0	0	1
5		7	1	9.88098E-15	2		1	0.666666667	0.333333333
6		10	1	0	3		3	0.933333333	0.066666667
7		100	1	0	4		5	0.984126984	0.015873016
1	0.058341	0	0	1	5		7	0.996078431	0.003921569
2		1	0.944874979	0.055125021	6		10	0.99951148	0.00048852
3		3	0.999813008	0.000186992	7		100	1	0
4		5	0.999999364	6.36452E-07	1	0.7	0	0	1
5		7	0.999999998	2.16628E-09	2		1	0.588235294	0.411764706
6		10	1	4.30211E-13	3		3	0.864587446	0.135412554
7		100	1	0	4		5	0.942856074	0.057143926
1	0.1	0	0.000000000	1.000000000	5		7	0.973782312	0.026217688
2		1	0.909090909	0.090909090	6		10	0.991354799	0.008645201
3		3	0.999099909	0.000900090	7		100	1	1.11022E-16
4		5	0.999990999	0.000009000	1	0.9999999	0	0	1
5		7	0.999999909	0.000000090	2		1	0.500000025	0.499999975
6		10	0.999999999	9.000007E-11	3		3	0.750000038	0.249999962
7		100	1.000000000	0.000000000	4		5	0.833333375	0.166666625
1	0.3	0	0	1	5		7	0.875000044	0.124999956
2		1	0.769230769	0.230769231	6		10	0.909090955	0.090909045
3		3	0.98094566	0.01905434	7		100	0.990099059	0.009900941
4		5	0.998297759	0.001702241					

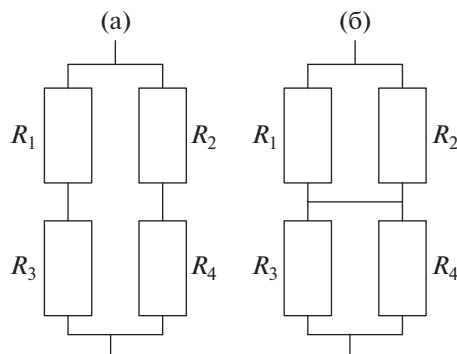


Рис. 5. Модели вклада составляющих надежности маршрута в суммарную надежность.

после чего полученные эквиваленты включаются последовательно. Эквивалентные значения определяются как

$$R_a = 1 - (1 - R_1 R_3)(1 - R_2 R_4), \quad (12)$$

$$R_b = [1 - (1 - R_1)(1 - R_2)][1 - (1 - R_3)(1 - R_4)]. \quad (13)$$

При большом отличии в значениях R_i относительная разность между эквивалентными значениями $Q_i = 1 - R_i$ может достигать десятка процентов. Так, например, при отличии между R_i в 0.1 такая разность лежит между 39 и 49% (табл. 14).

Рассмотрим такую зависимость (табл. 15) между значениями готовностей маршрутов канала обмена информацией на оптоволокне ($A_{\text{осн}}$ и $A_{\text{рез}}$ из табл. 6) и вероятностей отсутствия потери информации маршрутом из-за нагрузки на трафик ($Q_{\text{норм}}$ и $Q_{\text{авар}}$ из табл. 12). Из таблицы 15 видно, что для тестовой схемы такая разность лежит в пределах 0.01–0.85%, т.е. менее 1%, следовательно, при оценке составляющих можно использовать любую из рассмотренных схем замещения.

Далее оценим вклад составляющих надежности в работу ЛИС. Такой вклад удобнее оценивать по неготовностям составляющих, т.е.

$$\begin{aligned} \text{Con}_{A,i} &= \frac{1 - A_{\text{канала с резерв.},i}}{\text{Con}_{\Sigma,i}} \times 100\%; \quad \text{Con}_{Q,i} = \frac{Q_{\Sigma,i}^a}{\text{Con}_{\Sigma,i}} \times 100\%; \\ \text{Con}_{\text{ПО},i} &= \frac{1}{t_{\text{ПО}} \text{Con}_{\Sigma,i}} \times 100\%; \quad \text{Con}_{\Sigma,i} = (\text{Con}_{A,i} + \text{Con}_{Q,i} + \text{Con}_{\text{ПО},i}) \times 100\%, \end{aligned} \quad (14)$$

Таблица 14. Пример различия величин двух схем вклада составляющих надежности

R_1	R_2	R_3	R_4	Q_a	Q_b	$\frac{Q_b - Q_a}{Q_a} \times 100\%$
0.9	0.9	0.9	0.9	0.0199	0.0361	44.87534626
0.9	0.8	0.8	0.9	0.0396	0.0784	49.48979592
0.8	0.9	0.8	0.9	0.0396	0.0684	42.10526316
0.8	0.8	0.8	0.8	0.0784	0.1296	39.50617284

Таблица 15. Различие величин вклада составляющих надежности двух схем замещения

$A_{\text{осн.}}$	$A_{\text{рез.}}$	$P_{\text{норм.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$Q_{\text{парал.}}$	$Q_{\text{посл.}}$	$\frac{Q_{\text{ис.}} - Q_{\text{пр.}}}{Q_{\text{пр.}}} \times 100\%$
0.989400945	0.987684744	0.999999363	0.99998801	0.00013053	0.000130663	0.102001899
0.989400945	0.989374459	0.999999313	0.9999992571	0.000112621	0.000112636	0.013328578
0.997698469	0.998030512	0.999999807	0.999998838	4.53284E-06	4.53589E-06	0.067205108
0.99907246	0.998322147	0.999999999	0.99998569	1.55628E-06	1.56953E-06	0.844266885
0.999364399	0.998030512	0.999999538	0.99998569	1.25181E-06	1.25363E-06	0.144945673
0.990433883	0.998443352	0.999999364	0.9999884	1.48911E-05	1.50029E-05	0.745022642
0.990666305	0.991036328	0.999999538	0.99998799	8.36642E-05	8.36794E-05	0.018178718
0.991698503	0.99000482	0.999999322	0.99998812	8.2975E-05	8.30793E-05	0.125610524
0.987380523	0	0.999999363	0	0.012620106	0.012620106	0

Таблица 16. Данные к расчету вклада составляющих

Узел-источ.	$A_{\text{канала с резерв. } i}$	$Q_{\Sigma, i}^a$	$\frac{1}{t_{\text{ПО}} n}$
1	0.99986947	1.199E-05	$1/285/10 = 3.5087719\text{E-}04$
2	0.999887379	7.429E-07	
3	0.999995467	1.162E-06	
5	0.999998444	1.142E-05	
6	0.999998748	1.431E-06	
7	0.990433883	1.16E-05	
8	0.990666305	1.201E-06	
9	0.991698503	1.188E-05	
10	0.987380523	6.37E-07	

где $Con_{A, i}$ — доля технической неготовности, $Con_{Q, i}$ — доля неготовности из-за трафика.

Здесь используется $Q_{\Sigma, i}^a$ как для неблагоприятного события. $Con_{\text{ПО}, i}$ — доля неготовности по программному обеспечению, n — число узлов-источников информации. Здесь мы исходим из предположения, что программное обеспечение разделено поровну между устройствами узлов, т.е. в нашем случае $n = 10$. $Con_{\Sigma, i}$ — сумма долей составляющих неготовности. Суммарную готовность маршрута ЛИС можно определить, как

$$A_{\Sigma, i} = A_{\text{канала с резерв. } i} \left(1 - Q_{\Sigma, i}^a\right) \left(1 - \frac{1}{t_{\text{ПО}} n}\right), \quad (15)$$

Для рассматриваемой схемы исходные данные по сети на оптоволокне сведены в табл. 16. Результаты расчетов приведены в табл. 17.

Из последней таблицы видно, что чем дальше узел-источник расположен от диспетчерского узла, тем больший вес имеет составляющая аппаратной надежности. С другой стороны, чем ближе источник к диспетчерскому центру, тем тяжелее трафик, что приводит к выравниванию суммарной готовности маршрута.

Таблица 17. Результаты расчета вклада составляющих

Узел-источ.	$Con_{A,i}, \%$	$Con_{Q,i}, \%$	$Con_{ПО,i}, \%$	$Con_{\Sigma,i}, \%$	$A_{\Sigma,i}$
1	73.49342727	6.750832704	19.75574003	0.01776077	0.999822399
2	75.86377335	0.500432399	23.63579425	0.01484516	0.999851552
3	11.11500184	2.849246004	86.03575216	0.00407827	0.999959217
5	3.237369106	23.76012545	73.00250545	0.00480637	0.999951937
6	3.31473698	3.788649056	92.89661396	0.00377707	0.999962229
7	24.18205538	18.83767661	56.98026802	0.00615787	0.999938422
8	69.74748092	1.001227823	29.25129126	0.01199527	0.99988005
9	63.85505894	9.14248991	27.00245115	0.01299427	0.999870062
10	99.71770723	0.005033503	0.277259265	1.26552017	0.987345249

9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Правильность функционирования локальной информационной сети СМНР обеспечивается четырьмя составляющими надежности ее работы: аппаратной или технической надежностью, связанной с отказом элементов канала передачи, или целостностью линий передачи информации, программной надежностью из-за ошибок при разработке программ исполнения обмена, надежностью трафика, определяемой временной потерей или искажением данных без отказа элементов канала передачи, и противостоянием внешнему целенаправленному воздействию на передаваемую информацию. Влияние последней составляющей посвящен целый ряд работ, например, [11, 12], и здесь не рассматривалось.

Удобная алгоритмизация выполнения оценки составляющих надежности функционирования локальной информационной сети упрощает реализацию компьютерных приложений оценки.

Аппаратная надежность такой сети во многом зависит от надежности носителей информации (оптоволокно, радиоволны и т.п.) и устройств, обеспечивающих их работу, — концентраторов данных векторных измерений (КДВИ). В работе предложен подход к определению параметров такой надежности на примере 10-узловой ЭЭС. Так, при правильной организации резервирования аппаратная готовность сети, включая источники информации (УСВИ), превышает три девятки после десятичной точки для оптоволокна и незначительно меньше при обмене по ЛЭП. Рассмотрены пути повышения аппаратной надежности информационной сети.

Составляющая надежности по трафику определяется интенсивностью нагрузки каждой связи и возможностями приема информации, связанными с объемом накопителя приемника. Здесь следует отметить достаточно сильную зависимость вероятности потерь информации от числа секций накопителя приемника, увеличение которых позволяет компенсировать в некотором диапазоне рост этой вероятности с ростом интенсивности нагрузки. Готовность тестовой сети по трафику также превысила три девятки.

В плане ПО отмечено влияние объема строк кода на величину этого параметра и показана его оценка в зависимости от числа команд. Важное свойство этого показателя — его улучшение с ростом времени эксплуатации. Однако, оно может быть скорректировано из-за внесения новых ошибок при исправлении выявленных в эксплуатации. Так, для примера, программы СМНР в 10 млн строк кода среднее время наработки на отказ должно составить 285 лет.

Выявлено, что несмотря на различные результаты отличающихся схем эквивалентирования, погрешность их расчетов для диапазона требований к их значениям лежит в допустимых пределах.

Для тестовой схемы оценен вклад рассматриваемых составляющих в суммарную надежность. Показано, что чем дальше узел-источник расположен от диспетчерского узла, тем больший вес имеет составляющая аппаратной надежности. С другой стороны, чем ближе источник к диспетчерскому центру, тем тяжелее трафик, что приводит к выравниванию суммарной готовности различных маршрутов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Phadke A.G., Thorp J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications, Springer, New York, NY, 2008. 260 p.
2. Успенский М.И. Оценка надежности функционирования устройства синхронизированных векторных измерений // Релейная защита и автоматизация. 2017. № 3. С. 39–44.
3. Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability 10/18/2010. Доступно в www.naspi.org
4. Цуканов В.Н., Яковлев М.Я. Волоконно-оптическая техника. Практическое руководство. М.: Инфра-Инженерия, 2014. 304 с.
5. Давыдов А.Е., Смирнов П.И., Парамонов А.И. Проектирование телекоммуникационных систем и сетей. Расчет параметров сетей связи и анализ трафика. СПб: Университет ИТМО, 2016. 47 с.
6. Асанов М.О., Баранский В.А., Расин В.В. Дискретная математика: графы, матроиды, алгоритмы. М. "РХД", 2001. 288 с.
7. Зелигер Н.Б., Чугреев О.С., Яновский Г.Г. Проектирование сетей и систем передачи дискретных сообщений. М.: "Радио и связь", 1984. С. 177.
8. Морозов Ю.М. Надежность аппаратно-программных комплексов. СПб, 2011. 136 с.
9. Шкляр В.Н. Надежность систем управления. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. 126 с.
10. Чуканов В.О., Гуров В.В., Прокопьева Е.В. Методы обеспечения программно-аппаратной надежности вычислительных систем // Презентация доклада на семинаре. 44 с. Доступно в www.mcst.ru/files/5357ec/dd0cd8/50af39/000000/seminar_metody_obespecheniya_apparatno-pro-rammnoy_nadezhnosti_vychislitelnyh_sistem.pdf
11. Zhang Y. et al. Cyber Physical Security Analytics for Transactive Energy Systems / Y. Zhang, V.V.G. Krishnan, J. Pi, K. Kaur, A. Srivastava, A. Hahn, S. Suresh // IEEE Trans. on Smart Grid. 2020. V. 11. № 2. P. 931–941.
12. Martel E., Kariger R., Graf P.-A. Cyber Resilience in the Electricity Ecosystem: Principles and Guidance for Boards. Geneva, Centre for Cybersecurity and Electricity Industry Community. 2019. 29 p. Доступно в www3.weforum.org
13. Успенский М.И., Зарубин Ю.В. Моделирование восстановления ЭЭС после погашения с использованием искусственных нейронных сетей // Релейная защита и автоматизация. 2013. № 4. С. 50–58.
14. Li W. Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications. Wiley-IEEE Press. New York, NY, 2005. 325 p.
15. Оценка надежности проектируемой ВОЛС (волоконно-оптической линии связи) // Доступно в www.icete.ru/pegibs-567-1.html
16. Гордиенко В.Н. и др. Оптические телекоммуникационные системы. Учебник для вузов / В.Н. Гордиенко, В.В. Крухмалев, А.Д. Моченов, Р.М. Шарафутдинов. М.: Горячая линия—Телеком, 2011. 368 с.
17. Успенский М.И., Кызродев И.В. Методы восстановления электроснабжения в распределительных сетях. Сыктывкар, 2010. 122 с. (Коми научный центр УрО РАН).

Contribution of Components to Reliability Functioning of the WAMS Information Network

M. I. Uspensky*

ISE&EPN KSC UD RAS, Syktyvkar, Russia

*e-mail: uspensky@energy.komisc.ru

With the aim of controlling the power system modes can currently be carried out by a wide-area monitoring and control system (WAMS), which performs continuous measurement and registration of mode vector values and is synchronized by signals from the uniform time sys-

tem. One of the parts in such a system is a local information network, the reliability of which largely determines the correct operation of the WAMS. To assess the specified reliability, it is convenient to divide it into components: hardware or technical reliability associated with failure (destruction) of transmission channel elements or the integrity of communication lines, traffic reliability, determined by time loss or data distortion without failure of a transmission channel element, software reliability due to errors in the development of exchange execution programs, and opposition to external purposeful impact on the transmitted information. In this paper, the main attention is paid to the assessment of the first three reliability components of the information network, its total value is shown, and the contribution of each component is estimated. The last component (opposition to external purposeful influence), to which a huge number of works are currently devoted, was not considered here.

Keywords: wide-area monitoring and control system, local information network, the hardware and software reliability and availability, traffic availability

УДК 621.313.1,533.9

АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ ДЛЯ УСТАНОВОК ПЛАЗМЕННОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ОРГАНОСОДЕРЖАЩИХ ВЕЩЕСТВ

© 2021 г. А. А. Сафронов¹, Ю. Д. Дудник¹, *, В. Е. Кузнецов¹,
В. Н. Ширяев¹, О. Б. Васильева¹

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт электрофизики
и электроэнергетики РАН, Санкт-Петербург, Россия

*e-mail: julia_dudnik-s@mail.ru

Поступила в редакцию 06.08.2020 г.

После доработки 15.02.2021 г.

Принята к публикации 24.02.2021 г.

В работе рассматриваются вопросы организации плазмохимической переработки органосодержащих веществ в автономном режиме с целью получения энергии. Описаны используемые в составе установки конструкции плазмотронов переменного тока мощностью до 500 кВт и системы их электропитания. Приведены результаты экспериментальных исследований, направленных на получение сингаза в процессе плазменной газификации отходов древесины, описание и характеристики оборудования необходимого для создания автономной энергоустановки на базе плазмотронов переменного тока.

Ключевые слова: плазмотрон, источник питания, автономная энергетика, плазмохимическая переработка, синтез газ

DOI: 10.31857/S0002331021020126

ВВЕДЕНИЕ

С целью улучшения экологической ситуации в стране, создания энергоэффективной экономики, отвечающей все возрастающим требованиям общества и государственной политики в сфере возобновляемой энергетики, проблема переработки отходов стоит как нельзя остро. Одним из определяющих направлений в решении данной проблемы является разработка, производство и широкое практическое внедрение отечественных средств автономной энергетики.

Ключевую роль в автономных системах энергообеспечения могут играть установки, в основу работы которых положены местные ресурсы, а именно: ТБО, сельскохозяйственные отходы, древесные отходы и др. Создание серийных энергетических систем на базе газопоршневых агрегатов или микротурбин будет способствовать внесению ощутимого вклада в развитие отечественной автономной энергетики.

В настоящее время Россия существенно отстает по удельным показателям потребления энергоресурсов [1]. Так как запас ископаемых топливно-энергетических ресурсов не безграничен, перевод экономики на энергоэффективный путь необходимо реализовать в обозримом будущем, что уже успешно происходит в других индустриально развитых странах. Для этого необходим рациональный подход к расходованию ресурсов в производственных сферах и использование новых альтернативных источников энергии, в первую очередь возобновляемых и местных топливно-энергетических ресурсов.

Особое значение в настоящее время приобретают автономные системы электропитания, способные работать на возобновляемых источниках; их использование приведет к уменьшению затрат на производство энергии и поэтому к увеличению эффективности различных сфер экономической деятельности. Рост количества ветровых, солнечных электростанций, использование биогаза в энергетике и т.д. показывает наличие интереса в мире к применению альтернативных источников энергии.

Можно предположить, что страны Европейского Союза стремятся развивать собственный топливно-энергетический комплекс, альтернативные способы получения энергии по ряду объяснимых причин, в первую очередь, для уменьшения своей зависимости от поставок энергоресурсов из-за рубежа, во-вторых, для улучшения экологической ситуации.

На данный момент в России существуют отдельные регионы, в которых дефицит электроэнергии является серьезной проблемой, требующей безотлагательного решения.

Соответственно, экономически оправданное развитие распределенной энергетики, в качестве ключевой меры по ликвидации дефицита энергии, приведет к спросу на автономные устройства генерации, работающие на базе местных топливно-энергетических ресурсов.

В период ограниченного количества финансовых средств и инвестиционной нестабильности в целом, значительная часть проблем с электроснабжением может быть решена за счет создания локальных систем генерации энергии. В этом случае использование автономных или возобновляемых источников может быть связано с меньшими затратами, чем подключение к централизованной энергосистеме.

Однако отечественного оборудования в случае реализации этого способа в достаточном количестве нет, зарубежные поставки негативно скажутся на его стоимости для внутреннего потребителя.

Необходимо отметить, что на сегодняшний день в нашей стране разработаны новые альтернативные методы получения энергии [2, 3], обеспечивающие конкурентоспособность создаваемых технологий по отношению к технологиям, использующим органические ископаемые топлива.

ТЕХНОЛОГИИ ПЛАЗМЕННОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ОРГАНСОДЕРЖАЩИХ ВЕЩЕСТВ

Одной из возможных технологий производства электроэнергии и тепла при переработке отходов является технология получения на первой стадии энергетического газа, а на второй – сжигание данного газа в мини-ТЭЦ на базе газопоршневого двигателя с одновременным производством электрической и тепловой энергии [4].

Широко распространены следующие термические технологии получения энергетического газа: газификация и пиролиз. При пиролизе (нагрев без доступа окислителя) возможно получение сингаза с теплотворной способностью до 5000 ккал/м³ [5].

Синтез-газ является не только ценным химическим сырьем, он может быть использован в качестве альтернативного вида топлива.

При переработке биомассы необходимо осуществление процесса получения сингаза экологически безопасными методами, и получаемый газ должен обладать достаточным уровнем теплосодержания, что позволит использовать его для производства тепловой и электрической энергии.

Использование плазменных систем для получения синтез-газа позволяет значительно повысить эффективность и экономическую привлекательность этой технологии за счет глубокой деструкции сырья при одновременном уменьшении объема отходящих газов; более высокой скорости химических процессов в реакторе за счет высокой термической и химической активности низкотемпературной плазмы, а также высокой экологической безопасности процесса, достигаемой за счет физических па-



Рис. 1. Основные пути термохимической конверсии твердой биомассы [6].

раметров проведения процесса и использования специальных технических мер, камер дожигания и закалки.

Технология термической конверсии биомассы для получения газа с высокими теплотехническими характеристиками разрабатывается в ФГБУН Институт Электрофизики и Электроэнергетики РАН [2, 3, 7–9]. Большие научно-практические заделы в области плазмохимической переработки биомассы сделаны, в частности, разработана новая технология переработки и газификации органосодержащих отходов с получением сингаза с калорийностью не менее 1400 ккал/м^3 , который может быть непосредственно использован в виде топлива в современных энергетических агрегатах, рассчитанных на высокие тепловые нагрузки, или использоваться для получения жидкого биотоплива. Разработана также технология двухстадийной термической конверсии биомассы в синтез-газ, сочетающая пиролиз и высокотемпературный крекинг летучих соединений, и технология низкотемпературного пиролиза биомассы, позволяющая переходить к промышленному выпуску наукоемких энерготехнологических когенерационных комплексов для производства из отходов нового вида кондиционного твердого биотоплива с высокими теплотехническими и потребительскими свойствами (торрефицированных топливных пеллет).

Принципиальная схема экспериментальной установки плазмохимической газификации органосодержащих отходов, разработанной в ИЭЭ РАН, представлена на рис. 2.

Плазменный реактор-газификатор работает по обращенной схеме, т.е. вещество подается в реактор сверху, туда же подается поток воздушной плазмы, а полученный газ отводится из нижней части реактора. Таким образом, обрабатываемое вещество

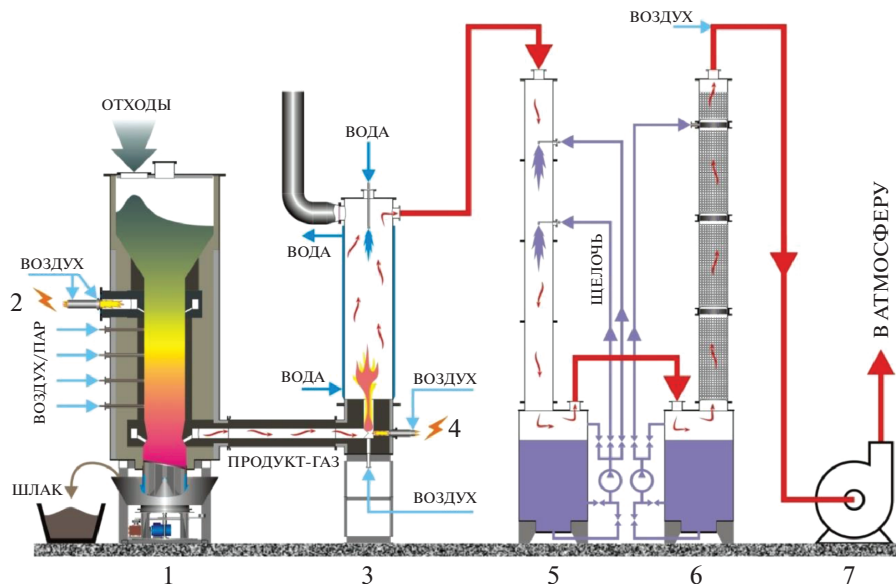


Рис. 2. Экспериментальная установка плазменной газификации отходов: 1 – реактор-газификатор обращенного типа; 2 – генератор плазмы (до 50 кВт); 3 – дожигатель; 4 – дежурный факел; 5 – скруббер распылительный; 6 – скруббер насадочный; 7 – вытяжной вентилятор.

попадает сначала в зону окисления, где оно подвергается крекингу и частично сгорает. В нижней зоне восстановления водяные пары и CO_2 восстанавливаются до CO и H_2 , после чего полученный газ через газоход поступает в дожигатель, при этом температура газа на выходе до поступления в газоход составляла $\sim 1200^\circ\text{C}$. Расход плазмообразующего вещества (воздушной плазмы) подбирался таким образом, чтобы время контактов с плазмой составляло величину порядка ~ 1.5 с.

Один или два высоковольтных плазмотрона размещаются в верхней части реактора. Мощность плазмотронов менялась от 10 до 50 кВт, среднемассовая температура газа 1700°C , расход газа 2.3–2.9 г/с. Максимальная производительность установки составляет 50 кг/ч обрабатываемого вещества.

В таблице 1 приведено сравнение основных параметров установки при газификации отходов древесины.

Технология позволяет осуществить эффективную безотходную переработку местных топливно-энергетических ресурсов, в первую очередь древесных и сельскохозяйственных отходов, торфа с получением высококалорийного сингаза, который непосредственно может быть эффективно использован для производства электрической и тепловой энергии, в том числе в мини-ТЭЦ.

ПРИМЕНЕНИЕ ПЛАЗМОТРОНОВ В УСТАНОВКАХ ПЛАЗМЕННОЙ ГАЗИФИКАЦИИ

Основой плазмохимической установки получения сингаза является плазмотрон. Преимущества использования плазмотрона в том, что его использование обеспечивает практически полное разложение органической части отходов с образованием минеральных веществ и полное обеззараживание неорганической части, что позволяет еще и сократить объем остатков, подлежащих захоронению в 50–400 раз.

Таблица 1. Основные параметры экспериментальной установки, полученные при газификации отходов древесины

Параметр сравнения		Единица измерения	Эксперимент	
			1	2
Глубина превращения	С	%	76.5	71.5
	Н		84.2	86.3
Теплота сгорания сингаза		МДж/м ³	5.84	5.96
		МДж/кг	6.23	6.24
Удельные энергозатраты	на 1 кг сырья	кВт ч/кг	0.84	0.55
	на 1 м ³ газа	кВт ч/м ³	0.28	0.18

Хорошо известно, что ионизованные частицы плазмы сами являются химически активными и способны генерировать химически активные частицы (радикалы) при столкновении с нейтральными молекулами. При временах подвода плазмы к зоне реакции меньших, чем время жизни радикалов, можно ожидать существенную интенсификацию химических процессов [10]. Более высокая среднемассовая температура в плазмохимическом реакторе способствует и повышению температуры стенок. В результате этого уменьшается количество не прореагировавшего вещества или количество побочных продуктов вследствие исчезновения более холодных зон вблизи стенок. Подача в реактор горячего, а не холодного (как при сжигании), воздуха уменьшает объем холодных (не реакционных) зон внутри реактора.

Поэтому широкое применение плазменных генераторов для ввода энергии в процессах пиролиза и переработки различного сырья (отходов) с целью обезвредить их или, например, для получения топлива для нужд экологически чистой возобновляемой энергетики может привести к созданию высокоэффективной хозяйственной отрасли, направленной на улучшение условий и качества жизни населения.

Использование плазменного нагрева позволяет получить температуру в камере дожигания 1200–1400°C при времени пребывания дымовых газов ~2 с с минимально возможным увеличением объема отходящих газов, т.к. является альтернативой применению чистого кислорода в составе дутья. Это достаточно для обезвреживания с высокой эффективностью токсичных продуктов (Cl₂, C₂F₄, CF₄, C₂F₆, SO₂, H₂S и др.), в том числе и галогенсодержащих, до вида CO₂, H₂O, HCl, HF, SO₂.

В ИЭЭ РАН был создан ряд трехфазных плазмотронов переменного тока, предназначенных для работы в составе плазмохимического реактора для уничтожения твердых отходов, и плазмохимического реактора для уничтожения жидких и газообразных отходов.

1.1. Со стержневыми электродами

Многофазный электродуговой плазмотрон переменного тока со стержневыми водоохлаждаемыми электродами для работы на инертных, окислительных и восстановительных средах [11, 12] мощностью от 10 до 50 кВт представлен на рис. 3.

Высоковольтный трехфазный плазмотрон переменного тока состоит из следующих составных частей: корпуса 1, проходных изоляторов 2, сменных наконечников – электродов 3. Корпус выполнен из нержавеющей стали и имеет водяное охлаждение. В корпусе расположены три сходящихся цилиндрических канала, выходящих к соплу. В каждом канале имеется тангенциальный вдув газа, который поступает из общей камеры, выполненной в виде кольца на наружной поверхности корпуса. Проходной изолятор представляет собой конструкцию, сваренную из нержавеющей стали и име-

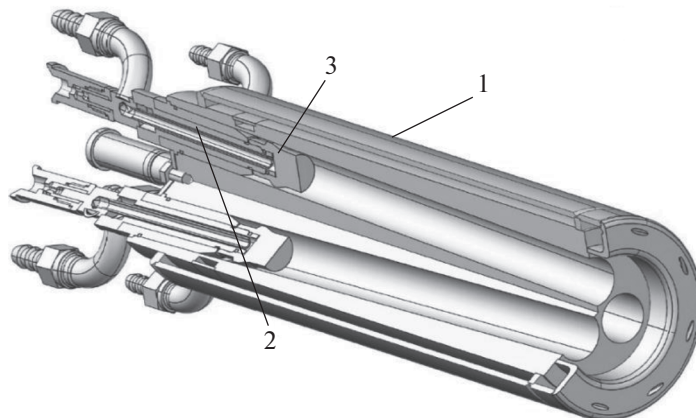


Рис. 3. Высоковольтный трехфазный плазмотрон переменного тока: 1 — корпус, 2 — изолятор, 3 — электрод.

ющую водяное охлаждение и закрепленную снаружи втулкой-изолятором. Сменные наконечники-электроды изготовлены из сплава железа и меди методом порошковой металлургии.

Данный тип плазмотронов предназначен для работы на окислительных и инертных средах (воздух, аргон, углекислый газ), ток дуги до 35 А (зависит от источника питания), падение напряжения на дуге 800–1200 В (в зависимости от модификации), расход газа от 1 до 30 г/с.

1.2. С рельсовыми электродами

Высоковольтный плазмотрон переменного тока с рельсовыми электродами [12] представлен на рис. 4.

Конструктивно он состоит из двух модулей: заднего (электродного) и переднего (соплового). Корпуса обоих модулей выполнены из нержавеющей стали и охлаждаются водой. В каждом из модулей имеется по два кольцевых контура тангенциальной газовой подачи. Электродный модуль имеет форму усеченного конуса, в его тыльной части установлен высоковольтный плазмотрон-инжектор, выходное сопло которого направлено в зону минимального промежутка между основными электродами. Сопловой модуль имеет цилиндрическую форму и заканчивается выходным соплом.

Электроды имеют изогнутую форму и могут быть выполнены из медного прутка. На каждом электроде есть два штуцера с резьбой, они позволяют зафиксировать положение электрода в разрядной камере плазмотрона. Электрод вводится этими штуцерами в две параллельно вставленные в корпус камеры электроизолирующие втулки, где к ним крепятся два ответных штуцера со шлангами системы охлаждения, введенные с наружной стороны корпуса. Таким образом, установленный электрод имеет одну степень свободы для перемещения в радиальном направлении, ограниченную регулировочным болтом, расположенным между штуцерами с наружной стороны корпуса. Это позволяет изменять межэлектродный зазор по желанию пользователя в рабочем режиме без переналадки и снятия силового питания с плазмотрона. Крепление токоподводящей шины на каждом из электродов осуществляется на штуцере, расположенном ближе к инжектору.

Принцип электродинамического движения дуг в поле собственного тока (рельсотронный эффект) лежит в основе работы плазмотронов с электродами рельсового ти-

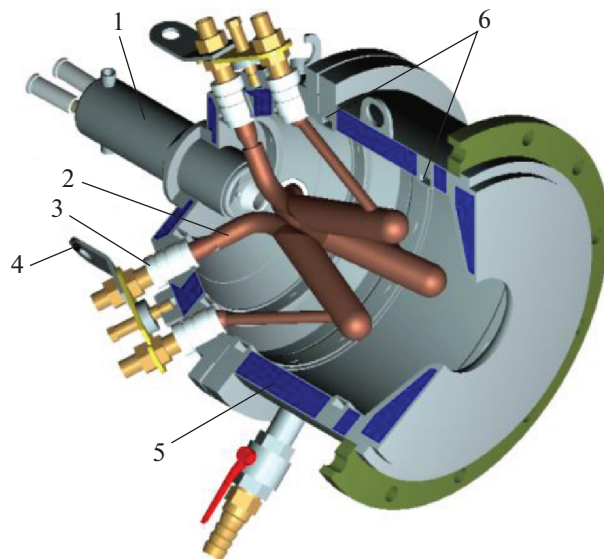


Рис. 4. Высоковольтный трехфазный плазмотрон переменного тока: 1 — инжектор; 2 — основной электрод; 3 — изолятор; 4 — токоввод; 5 — водоохлаждаемый корпус; 6 — контуры тангенциальной газовой подачи.

па. Быстрое перемещение точки привязки дуги по электроду под действием электродинамических и газодинамических сил распределяет тепловую нагрузку по длине электрода.

ПИТАНИЕ ПЛАЗМОТРОНОВ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ОТ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

В связи с разработкой новых энергоэффективных плазменных технологий по переработке органосодержащих веществ в сельскохозяйственной, газовой и нефтедобывающей отраслях появляется необходимость использования автономных источников электропитания для плазмотронов переменного тока, если в местах переработки продукта отсутствует стационарная электросеть.

Плазмотрон переменного тока является нелинейной нагрузкой для источника питания, параметры которой (мощность, падение напряжения, ток, пульсации токов и напряжений) зависят от многих факторов (изменения расхода газа, режима горения дуги, рабочих параметров, геометрических размеров электродуговой камеры и т.д.).

Это предъявляет специфические требования к источнику питания, например, требует наличия регулирующего элемента, обеспечивающего стабильность работы, возможность обеспечения требуемого уровня мощности и поддержания устойчивого горения дуги во время перехода тока через ноль.

Стандартная система питания состоит из силового трансформатора и токоограничивающих реакторов, включенных в каждую фазу. Реактор необходим для стабилизации режима горения дуги. В отличие от балластного резистора в реакторе практически отсутствуют потери активной мощности, а применение емкостного компенсатора позволяет создать установку с $\cos \varphi = 1$.

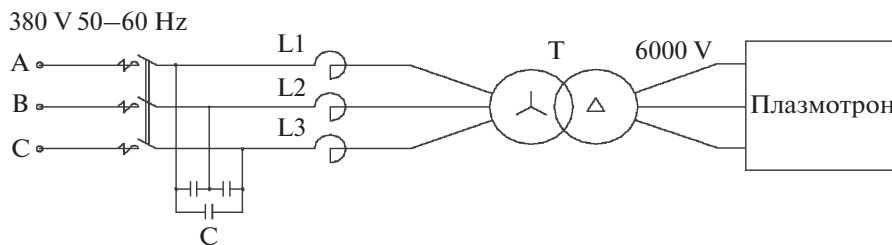


Рис. 5. Схема источника питания трехфазного плазмотрона с торцевыми электродами: А, В и С – клеммы подключения к питающей сети; L1–L3 – токоограничивающие реакторы; Т – повышающий трансформатор; С – компенсатор реактивной мощности.

Основными параметрами, которые необходимо рассчитать и выбрать, являются: вторичное напряжение холостого хода трансформатора, мощность трансформатора, номинальный ток дросселя, индуктивное сопротивление дросселя.

Напряжение холостого хода трансформатора выбирается исходя из устойчивости горения дуги в камере плазмотрона при различных расходах газа. U_{xx} должно быть достаточно велико, чтобы покрывать случайные колебания напряжения дуги. Устойчивая работа трехфазных плазмотронов со стержневыми электродами обеспечивается при коэффициенте мощности $\cos \varphi_{пл} \sim (0.3–0.6)$ [13].

ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ ДЛЯ ТРЕХФАЗНЫХ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ПЛАЗМОТРОНОВ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С ТОРЦЕВЫМИ ЭЛЕКТРОДАМИ

Принципиальная электрическая схема источника питания плазмотрона переменного тока с торцевыми электродами представлена на рис. 5.

В представленном источнике питания используется промышленный трансформатор ТМ250: напряжение первичной обмотки 380 В, напряжение вторичной обмотки 6000 В. Для обеспечения падающей ВАХ и номинального тока вторичной и первичной обмоток в цепь первичной обмотки включены токоограничивающие реакторы.

Для обеспечения $\cos \varphi = 1$ параллельно системе питания подключен компенсатор реактивной мощности.

Характеристики источника питания:

- ток короткого замыкания первичной обмотки – 25 или 33А (регулируется путем изменения индуктивности токоограничивающих реакторов);
- ток вторичной обмотки 300, 400А;
- напряжение холостого хода вторичной обмотки 6000 В при напряжении первичной обмотки 380 В;
- $\cos \varphi = 1$ некомпенсированного источника питания – 0.3.

ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ ДЛЯ ПЛАЗМОТРОНА С РЕЛЬСОВЫМИ ЭЛЕКТРОДАМИ

Принципиальная электрическая схема источника питания представлена на рис. 6.

Слева клеммы подключения к питающей сети (А, В и С); справа – к токовводам электродов плазмотрона (сверху) и инжектора (снизу); L1–L3 – токоограничивающие реакторы; Т – трансформатор питания инжектора; С1 и С2 – компенсатор реактивной мощности инжектора и основных дуг соответственно.

Технические характеристики системы питания:

- напряжение питающей сети 480–520 В;
- напряжение холостого хода источника питания 480–520 В;

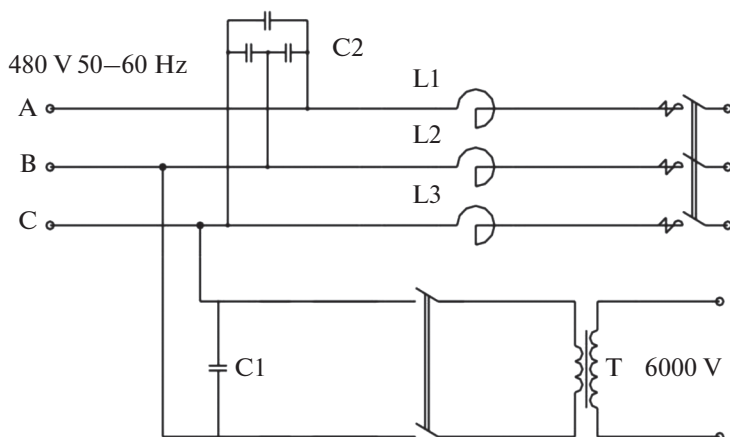


Рис. 6. Схема источника питания трехфазного плазмотрона с рельсовыми электродами.

- $\cos\varphi$ системы 0.3–0.7;
- номинальный рабочий ток при падении напряжения на реакторе 190 В может принимать значения 500, 700, 1000, 1500 А в зависимости от коммутации перемычек;
- напряжение первичной обмотки трансформатора инжектора – 480 В;
- напряжение вторичной обмотки трансформатора инжектора в режиме холостого хода – 6000 В;
- ток первичной обмотки – 110 А;
- ток вторичной обмотки – 7 А.

Описанная выше система питания может подключаться к заземленному источнику – понижающему трансформатору с обмотками низкого напряжения (220, 380, 480 В), соединенными звездой с заземленной нейтральной точкой; либо к гальванически развязанному от земли источнику – понижающему трансформатору с обмотками низкого напряжения (220, 380, 480 В), соединенными звездой без выведения нейтрали или соединенными по схеме треугольник.

Т.е. для электропитания плазмохимической установки необходимо стандартное промышленное напряжение 380 В с обеспечением требуемой мощности.

Рассмотрим описание некоторых силовых агрегатов, которые могут быть использованы для создания автономных систем питания плазменных установок и выработки полезного продукта.

АВТОНОМНЫЕ ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ ДЛЯ ПЛАЗМОТРОНОВ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Такие источники питания могут быть созданы, например, на базе дизельных (газопоршневых) или микротурбинных двигателей. Естественно, что выбор привода зависит от многих факторов, наиболее значимыми из которых являются мощность энергетической установки, вид топлива и его характеристики.

Газопоршневой двигатель в качестве привода электрогенератора обладает следующим рядом качеств: достаточно высокий КПД и мобильность, сравнительно невысокая стоимость оборудования и эксплуатационных затрат, простота обслуживания.

При этом лучшие экономические показатели демонстрируют установки, оснащенные теплообменными агрегатами для утилизации тепла (мини-ТЭЦ) [14]. Если коэф-

фициент использования топлива электростанций на базе газопоршневого двигателя составляет 32–35%, то для мини-ТЭЦ (установок с когенерацией тепла) – 82–85%.

Поэтому важнейшую роль играет принцип комбинированной генерации (когенерации) энергии. При этом электроэнергия и тепло вырабатываются совместно в одной установке, вместо раздельной выработки в разных системах. Преимущества принципа когенерации: высокая энергоэффективность, экономичность, сокращение выбросов и уменьшение нагрузки на централизованные энергосети.

Очевидно, что именно двигатель в значительной степени определяет рентабельность всей системы. В идеале, двигатель – это агрегат, работающий на газообразном топливе (природный газ, сингаз и др.) с возможностью работы в режиме стехиометрического сгорания и при обедненных смесях. Стехиометрическое сгорание подводит столько воздуха, сколько необходимо для сгорания. Двигатели на обедненных смесях работают, напротив, с избытком воздуха, что обуславливает наличие остаточного кислорода в отработанных газах после сгорания в цилиндрах. Электрическая мощность от 50 кВт до 1000 кВт, что вполне достаточно для питания плазмотронов переменного тока, установленных на установке по плазменной деструкции отходов и выработки энергии для нужд потребителя.

Несмотря на высокую перспективность использования, достаточного количества отечественного оборудования данного класса нет. На российском рынке сегодня представлены, в основном, агрегаты иностранных компаний (Jenbacher, Caterpillar, Deuts, Tedom и др.) [15].

При этом импортные агрегаты обладают двумя существенными недостатками: высокой удельной стоимостью и проблемами с сервисным обслуживанием и ремонтом.

Среди отечественных производителей наиболее приемлемым является использование дизельных двигателей Ярославского моторного завода, мощностью 60, 100, 200 и 315 кВт, конвертируемых в газопоршневые агрегаты. Выпуск мини-ТЭЦ этого ряда мощностей освоен в настоящее время группой компаний “Малые газопоршневые станции” (ГК “МГС”, Москва) на базе технической документации НАТИ, собственных разработок и исследований Объединенного института высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН) [16, 17].

Микротурбинная генераторная установка представляет собой комплект оборудования на базе газовой турбины мощностью до 1 МВт, позволяющего обеспечить выработку электрической и тепловой энергии.

Среди производителей этого оборудования на российском рынке представлены в основном американские производители – Capstone Turbine Corporation, Calnetix Power Solution, Ingersoll (США), а также Turbec (Швеция), Elliott, Toyota.

Более 70% российского рынка, насчитывающего около 400 установок, принадлежит оборудованию фирмы Capstone. Еще около 100 установленных в России микротурбинных установок приходится на фирму Calnetix.

Это объясняется тем, что микротурбинные установки Capstone имеют более широкую по сравнению с другими производителями линейку оборудования – от 30 кВт до 1 МВт.

Необходимо отметить простоту конструкции микротурбинной установки. Так двигатель фирмы Capstone [18] состоит всего из одной движущейся детали – вращающегося вала, на котором соосно расположены электрический генератор, компрессор и непосредственно турбина. В установке не используются редукторы или другие механические приводы, следствием чего является высокая надежность микротурбин. Уникальной конструктивной особенностью двигателя являются воздушные подшипники, которые удерживают вал ротора генератора на воздушной подушке.

Важное преимущество микротурбин – возможность использования различных видов топлива. Они могут работать не только на природном и сжиженном газе, дизельном топливе и керосине, но и на низкокалорийных и высокосернистых газах: попут-

Таблица 2. Требования к топливу

Наименование	Величина
Входное давление	0.2 до 0.3 бар (21 до 34 кПа)
Минимальная температура воздуха	1°C
Максимальная температура	79°C
Диапазон калорийности (индекс Воббе)	450–12000 ккал/нм ³

ном газе, шахтном газе и биогазе, в том числе с низкой теплотворной способностью (от 2500 ккал/м³) и высоким (до 7%) содержанием сероводорода.

Микротурбины Capstone также используются для решения проблемы утилизации биологических отходов. Объединенные с модулями анаэробной или пиролизной газификации биологических отходов, они позволяют практически полностью перерабатывать биогаз, полученный из различных бытовых и производственных отходов, и одновременно закрывать потребности в электроэнергии и тепле.

Несмотря возможность использования разнообразных видов топлива, как указано выше, калорийность его должна быть достаточно высока. Тем не менее существуют системы, имеющие возможность работать с низкокалорийными газами.

Например, газотурбинные установки (микротурбины) фирмы FlexEnergy [19, 20]. Система основана на газотурбинных технологиях и термоокислителе с низким уровнем выбросов. Газотурбинная электростанция FP 250 способна генерировать энергию из низкокалорийных газов низкого давления, которые не могут быть утилизированы обычными способами. Термический окислитель в данной системе мощностью 250 кВт используется вместо камеры сгорания. В нем вырабатывается тепло, приводящее в движение турбину. Низкая температура окисления позволяет FP250 поглощать летучие органические соединения и СО без термического образования вредных выбросов. Топливо насыщается воздухом до окисления, благодаря чему FP250 обходится без внешней компрессии и может работать на потоке газа низкой концентрации, содержащем всего 5% метана. Высокая устойчивость к силоксанам значительно сокращает потребности в подготовке топлива.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрены конструкция экспериментальной плазмохимической установки, принципы организации плазмохимического процесса переработки органосодержащих веществ. Описаны используемые конструкции плазмотронов переменного тока мощностью до 500 кВт и системы их электропитания, пригодные для организации плазменного процесса переработки в широком диапазоне производительности.

Приведены описание и некоторые характеристики силового оборудования необходимого для создания автономной энергоустановки. Приведены результаты экспериментальных исследований, направленных на получение сингаза в процессе плазменной газификации отходов древесины. При этом теплота сгорания сингаза составила величину около 6 МДж/м³.

Это позволяет утверждать, что даже на опытной установке был получен сингаз с теплосодержанием достаточным для работы силового агрегата для выработки энергии. И, соответственно, существует реальная возможность использовать плазмохимическую технологию получения синтез газа на базе рассмотренных плазмотронов переменного тока с высокой экономической эффективностью и автономностью энергетического комплекса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бушуев В.В. Энергетика России (избранные статьи, доклады, презентации). Т. 3: Мировая энергетика и Россия. М.: Энергия, 2014. 415 с.
2. Сафронов А.А., Кузнецов В.Е., Дудник Ю.Д., Васильева О.Б., Ширяев В.Н. Разработка и исследование возможности применения плазменного оборудования для получения синтез-газа // В сборнике: Семинар вузов по теплофизике и энергетике. Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием. 2019. С. 350–351.
3. Сафронов А.А., Васильева О.Б., Дудник Ю.Д., Кузнецов В.Е., Ширяев В.Н., Субботин Д.И., Образцов Н.В., Суров А.В., Попов В.Е. Применение плазмотрона переменного тока для переработки потенциально опасных веществ // Химия высоких энергий. 2018. Т. 52. № 4. С. 301–305.
4. Антропов А.П., Батенин В.М., Зайченко В.М. Новые технологии распределенной энергетики // ТВТ. 2015. Т. 53(1). С. 111–116.
5. Зайченко В.М. Переход к энергоэффективной экономике: проблемы и перспективы // Окружающая среда и энерговедение. 2019. № 3. С. 30–48.
6. Стратегическая программа исследований по биоэнергетике. М. 2018. 162 с.
7. Rutberg Ph.G., Safronov A.A., Shiryayev V.N., Kuznetsov V., Surov A.V., Popov S.D. Multi-phase AC plasma generators // Pulsed Power Plasma Science. 2001. С. 685–688.
8. Братцев А.Н., Попов В.Е., Рутберг А.Ф., Штенгель С.В. Установка для плазменной газификации различных видов отходов // ТВТ. 2006. Т. 44. № 6. С. 832–837.
9. Братцев А.Н., Кузнецов В.А., Попов В.Е., Уфимцев А.А. Плазменная газификация биомассы на примере отходов древесины // ТВТ. 2011. Т. 49. № 2. С. 251–255.
10. Вурзель Ф.Б., Полак Л.С. Кинетика и термодинамика химических реакций в низкотемпературной плазме // Химические процессы в плазме и плазменной струе. М.: “Наука”, 1965. С. 238–251.
11. Сафронов А.А., Васильева О.Б., Дудник Ю.Д., Кузнецов В.Е., Ширяев В.Н. Исследование работы высоковольтных плазмотронов со стержневыми электродами // ТВТ. 2018. Т. 56. № 6. С. 926–931.
12. Сафронов А.А., Кузнецов В.Е., Васильева О.Б., Дудник Ю.Д., Ширяев В.Н. Плазмотроны переменного тока. Системы инициирования дуги. Особенности конструкции и применения // Приборы и техника эксперимента. 2019. № 2. С. 58–66.
13. Глебов И.А., Рутберг Ф.Г. Мощные генераторы плазмы // М.: “Энергоатомиздат”, 1985. 153 с.
14. Наумов А.Л. МИНИ-ТЭЦ – очередной бум или объективная потребность отечественной энергетики // Журн. АВОК. 2005. С. 22–29.
15. VADO Technical Investment GmbH; www.vadogroup.com.
16. Зайченко В., Качалов В., Лавренов В., Лищинер И., Малова О. Получение синтез-газа из древесных отходов // Экология и промышленность России. 2016. Т. 20. № 11. С. 4–9.
17. Зайченко В., Крысанова К., Лавренов В. Метод и устройство пиролизической переработки отходов целлюлозно-бумажного производства в высококачественный синтез-газ // Экология и промышленность России. 2018. Т. 22 № 11. С. 4–9.
18. <https://capstone.ru>.
19. http://www.r-gaz.ru/ingersoll_rand.html.
20. <https://www.flexenergy.com/>.

Autonomous Power Supplies for Plasma Processing Installations of Organ-Containing Substances

A. A. Safronov^a, Yu. D. Dudnik^{a, *}, V. E. Kuznetsov^a, V. N. Shiryayev^a, and O. B. Vasilieva^a

^a*Federal State Budgetary Institution of Science Institute for Electrophysics and Electric Power of the Russian Academy of Sciences, St. Petersburg, Russia*

^{*}*e-mail: julia_dudnik-s@mail.ru*

The paper deals with the organization of plasma-chemical processing of organic containing substances in an autonomous mode for energy generation. The designs of AC plasma torches with a power of up to 500 kW and their power supply systems used in the installation are described. The results of experimental studies aimed at obtaining of syngas in the process of plasma gasification of wood waste, description and characteristics of the equipment required for creation of an autonomous power plant based on AC plasma torches are presented.

Keywords: plasma torch, power supply, autonomous power engineering, plasma-chemical processing, synthesis gas

УДК 620.91;620.92

**РЕЗУЛЬТАТЫ РЕФОРМЫ РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ С ТОЧКИ
ЗРЕНИЯ ТЕКТОЛОГИИ И СИСТЕМНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ**

© 2021 г. С. А. Некрасов*

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Центральный
экономико-математический институт РАН, Москва, Россия***e-mail: san693@mail.ru*

Поступила в редакцию 05.10.2020 г.

После доработки 15.02.2021 г.

Принята к публикации 24.02.2021 г.

Результат российской реформы электроэнергетики — это отделение электросетей и диспетчерских услуг от деятельности по производству и продаже электроэнергии для появления самостоятельно действующих объектов, ориентированных на достижение наилучших показателей своей хозяйственной деятельности — полностью соответствует ее цели. Каждый вновь образовавшийся объект максимизирует результаты своей экономической деятельности и, как положено любой системе на начальном этапе своего развития, увеличивает свои количественные показатели. Но при неизменном с точностью до 3% объеме электропотребления в 1990 г. и в 2018 г. это привело к 20% снижению эффективности использования энергетических мощностей. Рост издержек энергоснабжения, возрастающая стоимость электроэнергии стали одной из причин замедления темпов социально-экономического развития страны. На основе методологических подходов тектологии, системной экономической теории выявлены причины данного явления и сформулированы основные положения альтернативной концепции развития электроэнергетики, сфокусированной на снижение стоимости энергоснабжения и сокращение издержек интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему.

Ключевые слова: реформа электроэнергетики, технологическая цепочка “производство-потребление топливно-энергетических ресурсов”, эффективность использования энергетических мощностей, тектология, системная экономическая теория, альтернативная концепция развития энергетики, снижение издержек интеграции ВИЭ в энергосистему

DOI: 10.31857/S0002331021020114**ВВЕДЕНИЕ**

Среди реформ, проведенных в России на протяжении последних 30 лет, реформа электроэнергетики является одной из самых противоречивых и неоднозначно воспринимаемым обществом. С одной стороны, электроэнергетика успешно развивается¹, и монопольная отрасль, контролируемая государством, превратилась в рыночную, основанную на конкуренции и частной собственности. В отрасли проведены необходимые структурные преобразования, создана система рынков, обеспечено поступление масштабных инвестиций, что привело к резкому росту ввода мощностей в электро-

¹ Состояние отрасли. Анализ Министерства энергетики России // <https://minenergo.gov.ru/node/539> Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 году. СО ЕЭС. 2019. 37 с. // https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups_rep2018.pdf.

энергетике [1]. Рентабельность предприятий генерации, передачи и распределения электроэнергии возросла в 2010–2018 гг. с 14% до более чем 20%², что является значением, превышающим средние показатели по отраслям экономики России (6.8% в 2018 г.). Высоки показатели социальной устойчивости отрасли (численность занятых, принятых и выбывших работников, созданных и ликвидированных рабочих мест, среднемесячная номинальная заработная плата в отрасли, количество работников, занятых во вредных условиях труда, удовлетворенность работников и их социальной обеспеченности) [2].

А с другой, результаты реформы это:

- ухудшение эффективности работы энергетики: “с 1991 г. более чем в 1.5 раза увеличились относительные технологические потери электроэнергии в электрических сетях на ее передачу; более чем в 1.5 раза выросла удельная численность персонала в отрасли; более чем в 2.5 раза снизилась эффективность использования капитальных вложений” [3];

- “распад энергетической отрасли России”, приведший к “разрушению энергокомплекса и потере управления им” [4];

- “системное разрушение системы: разработанные зарубежными консультантами преобразования российской электроэнергетики были изначально дезорганизационны и затратны. Их внедрение российскими лоббистами без учета реальных условий функционирования отечественных энергокомпаний дополнительно усугубило итоги для потребителей, экономики страны и самой отрасли” [5];

- запуск “энергетического тормоза развития экономики” [6].

Дополнительная аргументация любой из приведенных точек зрения едва ли повысит степень их научной обоснованности, и ее результатом станет не приближение к выработке общей позиции, не устранение расхождения мнений, а дальнейшее его углубление.

Целью статьи является рассмотрение данного противоречия и путей его решения в новом ракурсе, на основе системного подхода, с наиболее общей, находящейся вне энергетики точки зрения.

Наличие доступного и стабильного энергоснабжения всегда имело фундаментальное значение для развития общества. Рост мирового валового продукта аналогично ВВП конкретной страны четко коррелирует с ростом энергопотребления. Вне зависимости от способа исчисления ВВП четко прослеживается простая линейная корреляция между произведенным продуктом и потребленной энергией. Изучение проблем энергетики, ее развития и эволюции показало, что ключевая информация, определяющая доминантную часть современного развития, сосредоточена в динамике валового продукта и потреблении энергии [7]. Поэтому роль энергетики в экономике исключительно велика: энергетика сегодня является не отраслью экономики, а системой трансформации всех потенциальных ресурсов в совокупный капитал социума [8].

При изучении реального объекта, а тем более такой сложной и значимой как энергетика, системный подход состоит в том, что по отношению к нему осуществляют сначала макроподход, а затем — микроподход. “Наиболее характерным при этом является то, что отправным пунктом исследования является рассмотрение этого объекта во внешнем мире, а затем — членение его на составляющие, выделение их характерных подсистем, рассмотрение связей между ними и т.д.” [9]. То есть, вначале происходит рассмотрение объекта как подсистемы некоторой более широкой, объемлющей надсистемы, а после этого — как совокупность взаимосвязанных систем [10]. Для энергетики надсистемой является экономика, а для экономики минимальной такой надсистемой (надсистемной оболочкой) выступает общество [11].

² Обзор электроэнергетической отрасли России. ООО “Эрнст энд Янг — оценка и консультационные услуги”. 2018. <https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-power-market-russia-2018/%24FILE/EY-power-market-russia-2018.pdf>.

В соответствии с этим проанализируем реформу электроэнергетики с позиции всеобщей организационной науки — тектологии. “Весь опыт науки убеждает нас, что возможность и вероятность решения задач возрастает при их постановке в обобщенной форме [12, т. 1, с. 46]”. Тектология (в переводе с греческого учение о строительстве) — общенаучная, даже наднаучная система. Она рассматривает все процессы в мире, описывая их едиными законами, и в этом смысле оказывается аналогом (во многом даже более продвинутым) общей теории систем Л. фон Берталанфи [13]. Исходным пунктом тектологии является положение о том, что законы организации едины для всех объектов, в которых самые разнородные явления (элементы) объединяются структурными связями. Отсюда подход к изучению любого явления должен основываться на исследовании любой системы как отношений всех ее частей, так и отношении ее как целого со средой, т.е. со всеми внешними системами [14].

“Всякую человеческую деятельность можно рассматривать как некоторый материал организационного опыта и исследовать с организационной точки зрения [12, т. 1, с. 69]”. С этой позиции в определении энергетики Председателем Государственной общеплановой комиссии Г.М. Кржижановским как структуры (системы), включающей и энергопроизводство, и энергопотребление [15], базовая идея заключается в комплексном развитии энергетики, в соединении в новую организационную форму производства, передачи и потребления электроэнергии. Но из ингрессии — вхождения элемента одного комплекса в другой [12, т. 2, с. 156] еще не следует повышение эффективности функционирования системы энергоснабжения. Универсальным, не зависящим от типа систем “механизмом, регулирующим устойчивость, является механизм отбора” [16], работающий постоянно и учитывающий совокупность изменений, происходящих во внешней среде. Сохраняются только те организационные трансформации, которые увеличивают устойчивость систем к воздействиям внешней среды с учетом ее изменения в каждый конкретный момент времени. Устойчивость любых систем независимо от их природы определяется не только количеством элементов, а способом их сочетания, характером их связей. И рост количественных показателей может повысить общую устойчивость системы только тогда, когда не приводит к уменьшению ее структурной устойчивости.

Существует общая закономерность: чем на более раннем этапе своего развития находится система, чем она менее организована, тем в большей степени для нее характерен рост количественных показателей: динамика количественной устойчивости опережает динамику структурной устойчивости. Увеличение количественных показателей человеческого организма (рост, вес) является целью только на первых этапах существования, когда они повышают способность противостоять внешним воздействиям. В последующем их положительная динамика, как правило, не ведет к повышению качества жизни, а тем более к увеличению ее продолжительности. Более того, в зрелом возрасте наблюдается обратная зависимость между весом и продолжительностью жизни человека. На первое место выходят качественные показатели, обеспечивающие структурную устойчивость системы человек — внешняя среда (качество образования, умение приобретать профессиональные навыки, необходимые на данном жизненном этапе, коммуникабельность и т.п.).

Если различия в количественной устойчивости двух систем могут сохраняться в самых различных условиях, то различия в структурной устойчивости всегда зависят от конкретных условий внешней среды [16]. В результате комплексного развития энергетики [17] в 1920—1990-х гг. повышалась структурная устойчивость, происходило взаимосогласованное развитие энергетики с ее надсистемой — экономикой страны. В результате ингрессий между энергетикой и отраслями экономики росла устойчивость экономики как единого организма. Если посмотреть на результат происшедшего процесса с точки зрения системной экономической теории, то происходило сбалансированное функционирование компонентов тетрады: проектных, объектных, средо-

вых и процессных систем [18]. Наряду с ростом количественных показателей (производства электроэнергии, промышленной и сельскохозяйственной продукции) повышалась ее структурная устойчивость в части снижения издержек на производство электроэнергии. Снижались удельные показатели: УРУТ на производство электроэнергии, численность производство-промышленного персонала электростанций, улучшался КИУМ электростанций (в 1950–1980 гг. КИУМ находился на уровне 0.548 – более 4800 ч/г.) и, как следствие, издержки энергоснабжения.

Десятилетие 1990-х гг. показало, что ключевым параметром, благодаря которому осуществлялось надежное электроснабжение экономики, был сформировавшийся на протяжении предшествующих десятилетий высокий уровень структурной устойчивости. Функционирование энергетики без системных аварий явилось одним из главных условий обеспечения качества жизни людей и социальной стабильности в стране, а факторы и предпосылки, формирующие экономическую устойчивость энергетических систем, стали определять и энергетическую безопасность – способность страны или региона обеспечить энергоресурсами экономический рост, снижение уровня бедности и улучшение качества жизни по доступным ценам [19]. Энергетическая безопасность представляется важнейшим атрибутом, устанавливающим возможности устойчивого социально-экономического развития в окружающем ее мире. Экономическая устойчивость энергетических систем формируют энергетическую безопасность как состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз нарушений бесперебойности энергоснабжения [20]. Для обеспечения экономического развития людям нужна не просто энергия, а дешевая энергия. В 80-х годах XX века и в 2009 г. доля затрат на энергетические ресурсы в мировом ВВП превысила 10%, что в обоих случаях стало причиной экономического кризиса. Структура современного общества и его экономики не в состоянии выдержать высокие цены на энергию. По имеющимся статистическим данным можно говорить, что это пороговое значение составляет примерно 10% мирового валового продукта [7]. То есть сегодня повышение издержек энергоснабжения – это снижение структурной устойчивости экономики.

На протяжении всего периода становления и развития электроэнергетики рост потребления электроэнергии опережал динамику потребления других видов энергоресурсов. Эта закономерность сохранится и на ближайшие десятилетия: согласно базовому прогнозу МЭА рост потребления электроэнергии составит к 2040 г. 60% от сегодняшнего уровня³. Как показывает опыт стран со сформировавшимися рыночными отношениями, наиболее значимым показателем структурной устойчивости энергетики является поддержание цен на электроэнергию на уровне, не приводящем к замедлению темпов социально-экономического развития. В силу закона отбора стабильно работающая система не может не обладать структурной устойчивостью. В электроэнергетике стран с устоявшимися рыночными отношениями сформировался организационно-экономический механизм, обеспечивающий неизменность стоимости электроэнергии – энергоресурса, доля которого в топливно-энергетическом балансе постоянно увеличивается (рис. 1).

Рост спроса на электроэнергию приводит к спросу на строительство новых энергетических мощностей. При согласованном протекании этих процессов эффективность использования как существующих, так и новых электростанций поддерживается на постоянном уровне. В результате, например, в США цена электроэнергии для промышленных предприятий изменяется в узком диапазоне 6–8 ¢/кВт · ч в сегодняшних приведенных ценах на протяжении полувека (с 1970-х гг.) несмотря на целый ряд прошедших в этот период экономических кризисов [21].

То есть механизмы отбора обеспечили возможность сохранения стабильных цен на электроэнергию в странах с устоявшимися рыночными отношениями как необходи-

³ World Energy Outlook (WEO-2018).

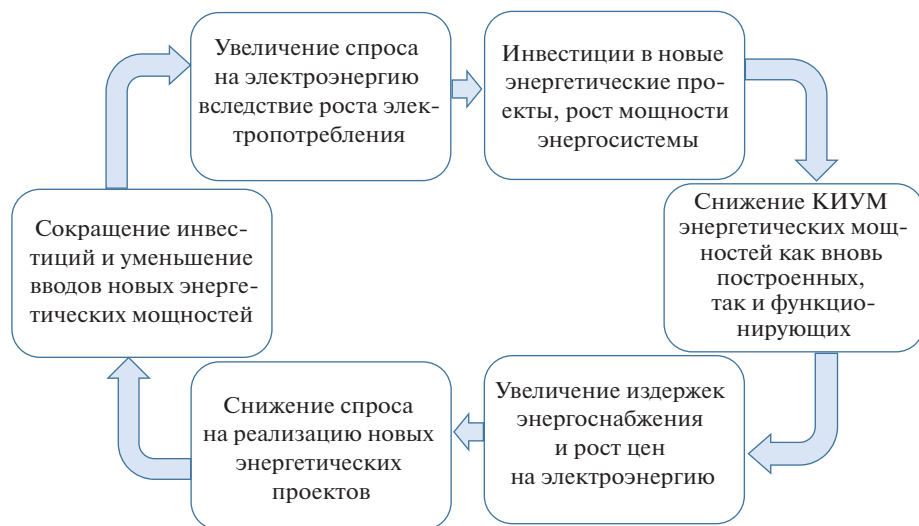


Рис. 1. Организационно-экономический механизм стабилизации эффективности использования энергетических мощностей.

мое условие поддержания структурной устойчивости их экономики в широком диапазоне воздействий (в том числе экономических кризисов) внешней среды.

Поэтому результаты завершившегося в 2008 г. процесса реформы электроэнергетики в России следует рассматривать с позиции успешности функционирования механизмов отбора в части обеспечения структурной устойчивости российской экономики. Реформа обладала характерными для процессной системы чертами: высокой значимостью политической составляющей при принятии решений, отсутствием пространственных ограничений, четким фиксированием временных интервалов [18].

Уже сама постановка задачи – реформирование только электроэнергетики, при котором не предполагалось решение вопросов развития теплоснабжения – это дезинтеграция (разделение целого на части), результатом которой является раздельное рассмотрение проблем обеспечения теплом и электроэнергией. В итоге системы электро- и теплоснабжения стали развиваться самостоятельно. Потребители тепла, находящиеся в зоне теплоснабжения ТЭЦ, с целью снижения своих издержек начали строительство собственных котельных, что вызвало ухудшение производственных показателей ТЭЦ [22]. По мере выбытия потребителей тепла на ТЭЦ начался рост УРУТ на производство электроэнергии в результате увеличения доли электроэнергии, произведенной в конденсационном режиме [23].

В результате при разработке планов текущей хозяйственной деятельности различия проявляются уже на этапе определения субъекта заказчика, формирующего техническое задание и все последующее выполнение работ. Законодательно утверждено независимое составление и реализация Схем и программ развития электроэнергетики *регионов* и Схем теплоснабжения *городов*, т.е. на разных уровнях вертикали государственного управления. Соответственно при модернизации любого теплоисточника в случае перевода его в режим совместного производства тепла и электроэнергии требуются дополнительные процессы согласования организационных решений независимых друг от друга регионального и муниципального уровней власти.

Результатом процесса реформы электроэнергетики стало отделение электросетей и диспетчерских услуг от деятельности по производству и продаже электроэнергии. Ре-

гиональные электросети, ТГК, ОГК, сбытовые компании и т.д. стали самостоятельными объектами. Энергетика приобрела признаки гипертрофированности объектной системы.

Для объектов характерны локализация в пространстве и неограниченное во времени функционирование. Принятие решений в ежедневной экономической деятельности объектов основывается на хозяйственной практике [18].

В соответствии с общим законом, что на начальном этапе вновь образовавшаяся любая система повышает свою устойчивость за счет увеличения количественных показателей, первое десятилетие после завершения процесса реформы стало периодом наращивания количественных показателей. Началась реализация множества энергетических проектов, заказчиками которых были вновь образовавшиеся объекты. Поэтому проводились модернизация существующих электростанций с увеличением их мощности, строительство новых, аналогичных действующим крупных энергоблоков и реконструкция сетей преимущественно высокого напряжения. С точки зрения системной экономической теории — это проектная система. Для нее характерны дискретные действия по формированию и реализации конкретных адресных решений, четкая локализация каждого проекта во времени и пространстве [18].

По мере завершения проектов количественные показатели новых систем, в частности сетевых и генерирующих компаний, значительно увеличивались. Например, в ОАО «Тульские городские электрические сети» в 2010–2015 гг. количество и мощность трансформаторов выросли на 13%⁴, но полезный отпуск электроэнергии за это время остался с точностью до 1% неизменным (1 млрд кВт · ч/год).

За десятилетие (2008–2017 гг.), прошедшее после завершения реформы, было введено в эксплуатацию 39.8 ГВт новых энергетических мощностей, в том числе ТЭС — 30.6 ГВт. Но потребление электроэнергии до уровня 1990 г. (1073.839 млрд кВт · ч) в России восстановилось только в 2016 г. и в настоящее время (1108.134 млрд кВт · ч в 2018 г.) с точностью до 3% соответствует этому значению. В итоге КИУМ энергосистемы снизился до 0.468 или 4100 ч/г. Закономерным результатом снижения эффективности использования энергетических мощностей стала негативная динамика удельных показателей функционирования энергетики, приведшая к повышению издержек энергоснабжения. Рост стоимости электроэнергии для предприятий и населения в 2008–2017 гг. опередил инфляцию в 1.6 и в 1.3 раза [24]. Другими словами, объем электропотребления в России лимитируется не технологическими возможностями энергосистемы, а ценами на электроэнергию. При этом механизмы увеличения потребления электроэнергии в периоды вынужденной разгрузки энергоблоков, обеспечивающие снижение удельных издержек ее производства, оказались не востребованными.

Проявление повышения количественной устойчивости энергетики — это увеличение занятых в электроэнергетике, рост установленной мощности электростанций и чрезмерное развитие сетевой инфраструктуры, опережающие спрос на электроэнергию. Несбалансированность тетрады, гипертрофированное развитие объектной и на относительно коротком интервале (2008–2017 гг.) проектной систем при второстепенном значении процессной и средовой привело к исчезновению возможности для энергосистемы управления потреблением и повышению спроса на пиковые источники энергии. Уровень организованности потребителей недостаточен для инициации процессов лоббирования своих интересов в структурах государственной власти. Тектология характеризует данное явление как переход к функционированию в суженной среде в результате снижения структурной устойчивости системы, что само по себе должно рассматриваться как регресс, так как ведет к ограничению организационных возможностей [16, с. 227].

⁴ Андреев Д.Е. Повышение эффективности функционирования электротехнического комплекса городских электропитающих сетей. — Автореф. к. т. н. Тула, Тульский государственный университет, 2013.

В полном соответствии с положением, что “чем значительнее начальное различие комплексов системы, тем быстрее должно идти их дальнейшее расхождение, а, следовательно, и развитие противоречий, дезингрессий между ними, тяготеющее к разрыву их связей [12, т. 2, с. 29]”, в результате реформы электроэнергетики помимо разрыва организационных наметилось расхождение технологических связей в системе энергоснабжения. Потребители как самостоятельные системы с целью улучшения своих экономических показателей и снижения издержек стали устанавливать собственную генерацию и выделять из состава своих электротехнических комплексов постоянную электрическую нагрузку, переводя ее в автономный режим энергоснабжения от собственных новых мощностей. Результатом является снижение потребления из электросети, что приводит к дальнейшему росту сетевых потерь и уменьшению доли базовой нагрузки, а это в свою очередь — повышению неравномерности графика оставшегося потребления. В итоге в дополнение к снижению доли потребления промышленности и роста коммунально-бытовой нагрузки 1990–2020 гг. растущая стоимость электроэнергии катализирует дальнейший рост спроса на наименее экономичные пиковые источники.

Сформировался механизм с положительной обратной связью, обуславливающий дальнейшее снижение структурной устойчивости отрасли: рост цен на электроэнергию в первую очередь для нерегулируемых государством категорий потребителей — минимизация издержек на энергоснабжение потребителями теми способами, которые им доступны при сегодняшнем уровне координации технологической цепочки “производство–потребление ТЭР” (энергосбережение; создание собственной генерации как электрической, так и тепловой энергии; повышение эффективности использования своих источников) — дальнейший рост издержек энергоснабжения в результате работы энергосистемы в менее экономичных режимах. Фактически происходит самоорганизация послереформенной электроэнергетики в направлении роста неравномерности спроса на электроэнергию и, соответственно, ее стоимости.

Таким образом, результат процесса реформы отрасли — это проведение ряда дезингрессий для появления самостоятельно действующих объектов, ориентированных на достижение наилучших показателей своей хозяйственной деятельности. По сути, это и есть успешно реализованная изначальная цель реформы. Но из достижения множества локальных оптимумов вовсе не следует переход системы как единого целого к оптимальному функционированию. Итог — гипертрофированное развитие объектной экономики, рост количественных показателей энергетических компаний при практически неизменном объеме потребления электроэнергии, который привел к ухудшению удельных показателей и, как следствие, увеличению стоимости энергоснабжения. Отсутствие механизмов отбора, обеспечивающих структурную устойчивость, как следствие отрицательная ее динамика, причем не только на мезоуровне — в энергетике, но и на макроуровне — на уровне национальной экономики. Это и является мыслью, объединяющей работы [2–6, 19, 22, 23, 26, 31, 32].

Решением является восстановление структурной устойчивости отрасли, снизившейся вследствие ослабления и утраты межотраслевых и внутриотраслевых связей. В этом случае вместо повышения надежности энергоснабжения за счет ввода в действие пиковых электростанций в энергосистеме возникает горизонт возможностей, позволяющий использовать незадействованный потенциал повышения эффективности работы новой системы, включающей в себя производителей, сети и потребителей энергии.

Сегодня энергетика — это совокупность энергоснабжающих предприятий каждое из которых, развиваясь в направлении своего экономически оптимального состояния, максимизирует результаты своей текущей хозяйственной деятельности. Их целью является удовлетворение спроса на энергетические ресурсы потребителей народнохозяйственного комплекса, то есть энергопотребляющих предприятий и населения. При этом задачей планирования развития энергетики является обеспечение этой потреб-

ности (как заданной экзогенно программы) с минимальными издержками. Для того, чтобы эта программа перестала быть внешней для энергетики, необходима гармонизация интересов производителей, сетей и потребителей энергии путем устранения существующей переразмеренности объектной системы как основной причины фрагментарности экономики [25] и приведение в сбалансированное состояние тетрады. Путь решения этой задачи в контексте развития энергетики – проведение ингрессий между потребителями и производителями электроэнергии. Эти ингрессии могут быть реализованы за счет расширения границы применимости хорошо известных и апробированных технологических решений путем задействования возможностей потребителей электроэнергии и их вовлечения в процесс оптимизации функционирования энергосистемы [26].

Противодействие ранее сложившихся стереотипов формированию новых связей является объективной составляющей развития любой системы. В рамках действующей концепции развития энергетики обоснование некорректности вовлечения потребителя в регулирование графика нагрузки следующее. Предприятия, выпускающие дорогую продукцию, по цене много дороже электрической и тепловой энергии, совсем не обязаны решать задачу облегчения режимов электро- и теплогенерации в энергосистеме. Для них в приоритете качество производимой продукции, которое обычно требует стабильной работы технологических установок. Изменение их технологических режимов в угоду энергетике не будет допустимым. Логичным следствием этой экономически обоснованной точки зрения является дальнейшее выполнение производителями электроэнергии внешней для них, задаваемой потребителем производственной программы, и, как следствие, дальнейшее включение в стоимость электроэнергии обусловленных этой концепцией издержек.

Но технологические процессы потребителей могут быть изменены без ущерба для них путем формирования новых связей между их электротехническими комплексами и энергосистемой. Примером наиболее простого для любого бытового потребителя решения является использование возможностей инверторных компрессоров бытовых холодильников с целью регулирования графика спроса. Для демпфирования провалов или всплесков активной мощности в электросети в пределах номинальной мощности компрессора (150–300 Вт) при работе его с частичной нагрузкой следует обеспечить управление его режимами на основе смартгрид технологий. Снижение потребления миллионами компрессоров бытовых холодильников в периоды максимального спроса и, соответственно, высокой цены на электроэнергию и увеличение во время провалов потребления другими электроприборами является альтернативой вынужденного снижения мощности крупных энергоблоков. Результатом является повышение эффективности работы энергосистемы за счет роста структурной устойчивости технологической цепочки производство–потребление ТЭР.

Цена бытового холодильника с инверторным компрессором выше, чем с обычным в пределах 10000 руб. Сегодня тысячи потребителей, добровольно оплачивая эту разницу, получают более удобный в эксплуатации электроприбор с высокими потребительскими свойствами: с более длительным временем сохранения холода (от 18 часов), с лучшим дизайном, продуманностью и функциональностью внутреннего объема и т.п. Удельная стоимость функции выравнивания профиля активной мощности на временных интервалах от долей секунды (время реакции инверторного компрессора бытового холодильника на управляющий сигнал) до 18 часов и более составляет ~35–100 руб./Вт. Приняв в качестве нижней оценки количества бытовых холодильников значение 50 млн ед., суммарная мощность такой равномерно распределенной системы регулирования при единичной мощности компрессора более 200 Вт составит не менее 10 ГВт. Удельные издержки модернизации распределительных сетей для выравнивания графика спроса за счет подобных электроприборов многократно ниже создания альтернативных систем аккумулирования энергии. Для этого вовсе не требуется объедине-

ния юридических лиц, изменения прав собственности и т.п. Ингрессия достигается путем формирования новых динамических связей, потенциал этого технического решения превышает мощность ныне функционирующих систем аккумулирования электроэнергии и тех, которые могут быть созданы в России как минимум в ближайшие 7–12 лет. Дополнение действующей энергосистемы совокупностью постоянно функционирующих электроприемников в той части энергосистемы, где и возникает наиболее неравномерный спрос на электроэнергию — в коммунально-бытовом секторе и, соответственно, объективно существует необходимость в регулирующих мощностях, будет профинансировано за счет потребителей. Модернизация сетей для управления работой электроприемников-регуляторов в точности соответствует задаче создания микро smart сетей, необходимой для снижения потерь в распределительных сетях. Именно по этому пути развивается электросетевой комплекс в развитых стран. Вначале технологии smart grid получили развитие в сетях низкого напряжения, а впоследствии — в сетях высокого напряжения, в отличие от России, где вопросы развития smart grid технологий в распределительных сетях, а не в ЛЭП высокого напряжения, находятся на второстепенном плане. Область применения данного организационно-технического механизма сглаживания кривой спроса на электроэнергию — диспетчеризация суточной неравномерности графика нагрузки.

Приведенный пример является иллюстрацией подхода, при котором оптимизация энергоснабжения происходит путем формирования новых связей за счет технологических возможностей потребителя, но не в ущерб ему. Ограничивающим фактором является не доступность электроприемников с инверторными компрессорами или недостаток финансовых средств для их установки, а отсутствие инфраструктуры для его реализации. Для этого требуется модернизация распределительных сетей на основе smart grid технологий, налаживание процесса взаимодействия потребителя и энергосистемы. Результатом создания системы micro smart grid станет возможность реализации целого спектра доступных уже в настоящее время технологических решений для повышения эффективности работы энергосистемы, но находящихся вне поля зрения энергетики в рамках действующей концепции ее развития. Один из них — это расширение области использования электромобилей. Речь идет о задействовании аккумуляторов припаркованных транспортных средств для выравнивания графика нагрузки и повышения надежности энергоснабжения. Уже по состоянию на 2015 г., когда литий-ионные накопители были более чем в три раза дороже, чем сегодня, было обосновано, что распределенные системы накопления на базе парков электромобилей экономически эффективны при режиме их использования до 1 ч/сут. [27].

Ингрессия самостоятельно развивающихся систем жизнеобеспечения (транспортной и энергоснабжения) является еще одним из множества способов роста структурной устойчивости электроэнергетики. Ее основой является использование парка припаркованных электромобилей для выравнивания графика загрузки традиционной энергетики, обеспечения баланса мощности при приеме в энергосистему зависящей от природных факторов генерации ВИЭ в установившихся нормальных режимах энергоснабжения. В аварийных режимах этот механизм будет обеспечивать автономное электроснабжение выделенной нагрузки потребителей. Глубина его распространения и значимость для повышения структурной устойчивости электроэнергетики будет возрастать по мере расширения парка электромобилей.

Таким образом, можно сделать следующий вывод. Результат проведенной реформы — гипертрофированное развитие объектной компоненты тетрады. Каждый объект, став самостоятельной системой, начал эффективно решать определенную задачу в области передачи, производства, продажи электроэнергии и т.д. С другой стороны, этот результат и является исходной целью реформы. Деятельность новых объектов направлена на выполнение внешней, извне для них заданной производственной программы обеспечения спроса на электроэнергию, который становится все менее равномерным

как по причине изменения характера потребления, так и появления стохастической генерации ВИЭ. Для этого они создают новые пиковые мощности и развивают системы аккумулирования энергии. В итоге:

- инвестиции используются наиболее эффективным образом с точки зрения каждого отдельного хозяйствующего объекта, но не системы в целом;
- мощность энергосистемы увеличивается, КИУМ снижается, но спрос на пиковые источники и системы аккумулирования энергии возрастает, что приводит к росту издержек энергоснабжения, которые в полной мере оплачивают потребители;
- сетевая инфраструктура расширяется, но потери передачи электроэнергии зачастую увеличиваются.

Отсутствуют предпосылки трансформации характера функционирования сформировавшейся системы как в случае поддержания состояния энергетических мощностей и сетевой инфраструктуры в неизменном виде, так и при их модернизации, в том числе с использованием механизма новых договоров предоставления мощности (так называемого механизма ДПМ штрих). Эти решения, как и повышение коэффициента полезного действия новых энергоблоков в результате перехода на парогазовый цикл, либо суперсверхкритические параметры пара, обеспечат рост эффективности производства электроэнергии на несколько процентов, что не является решением проблемы.

Гипотетическое изменение стратегического направления — преимущественное развитие традиционной энергетики, по которому отрасль развивалась в соответствии с Энергетическими стратегиями до 2010 г., до 2020 г., до 2030 г., до 2035 г., на усиленное развитие ВИЭ, также не устранил природу накопленных дисбалансов. Во всех перечисленных сценариях сохранится преобладание объектной компоненты тетрады. Объекты как традиционной, так и возобновляемой энергетики, продолжая повышать экономические результаты своей деятельности, будут продолжать перекладывать на потребителей издержки своего функционирования. В силу практического отсутствия процессов координации возможностей потребителей по регулированию графика спроса на электроэнергию, механизмы снижения издержек в результате использования возможностей оптимизации технологической цепочки “производство-потребление ТЭР” останутся не востребованными. То есть практически в неизменном виде в системе будет действовать “энергетический тормоз развития экономики [6]”. Причина заключается в том, что подобные изменения не затрагивают концептуальных основ функционирования энергетики.

Тектология дает ответ о перспективах эволюционирования такой системы: “для положительного подбора в природе, т.е. для сохранения или развития данного комплекса в данной среде, требуется, чтобы была благоприятна вся совокупность условий среды; для отрицательного подбора, т.е. дезорганизации данного комплекса, достаточно одного неблагоприятного условия, неприспособленности хотя бы в одном отношении к одной части среды. Для ослабления, а затем и гибели организма нет надобности в нарушении всех или многих условий: вопрос решается отсутствием одного из них” [12, т. 2, с. 166].

Решением является изменение концептуальных основ развития энергетики, направленное на устранение дисбалансов функционирования тетрады, путем системной интеграции производителей и потребителей электроэнергии. Ее основой является механизм отбора, сохраняющий и усиливающий те связи и соотношения, которые увеличивают структурное и функциональное соответствие элементов системы. Разрушая системные противоречия, интеграция создает условия для новой дифференциации на более высоком уровне [16, 261 с.]. Планомерное движение в направлении формирования новых связей потребителей и энергосистемы с целью снижения издержек энергоснабжения будет определять вектор развития энергетики, что подразумевает использование как существующих механизмов, так и появление новых, направленных на ее

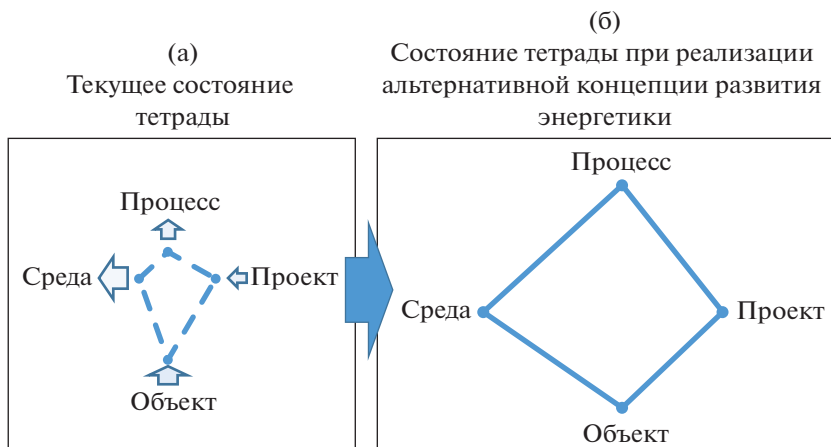


Рис. 2. Направление трансформации тетрады российской энергетики.

решение. В соответствии с законом Эшби только разнообразие может справиться с разнообразием [28].

Эта альтернатива действующей концепции развития энергетики в краткосрочной перспективе сфокусирована на повышение КИУМ существующих ТЭС и АЭС, а в долгосрочной — на снижение издержек интеграции ВИЭ с их требующей диспетчеризации энергии [29] в энергосистему. То есть речь идет о переходе к новой концепции развития электроэнергетики и повышении ее структурной устойчивости в результате интенсификации развития, находящейся сегодня на второстепенном плане средовой и процессной компонент тетрады (рис. 2).

Основой этого перехода является общая закономерность развития систем: переход к сбалансированному соотношению крупных и мелких элементов. В энергосистемах развитых стран это выразилось в опережающих темпах развития распределенной энергетики. По мере сокращения отличий между удельной стоимостью строительства и последующей эксплуатации крупных и мелких электростанций в этих странах приоритет получило создание небольших источников электроэнергии, приближенных к потребителю и, как следствие, развитие smart-grid технологий в распределительных сетях.

В России основой энергосистемы будет оставаться традиционная энергетика. Но для повышения надежности энергоснабжения потребителя и обеспечения возможности сохранения работы жизненно важных для него электроприборов при различных авариях в энергосистеме, ее следует дополнить распределенной энергетикой. В силу более высоких маневренных возможностей малых генерирующих установок по сравнению с крупными энергоблоками основная задача распределенной энергетики:

- в установившемся нормальном режиме — покрытие пикового спроса на электроэнергию и обеспечение возможности работы крупных тепловых электростанций в номинальном режиме при наименьшем УРУТ на производство электроэнергии;
- в аварийных режимах — поддержание бесперебойности электроснабжения выделенной нагрузки.

Результат появления возможности выравнивания графика работы традиционной энергетики за счет покрытия пиковой нагрузки небольшими источниками — это повышение пластичности энергосистемы. Сегодня это не только снижение УРУТ на производство электроэнергии, но и уменьшение времени работы крупных энергоблоков в переходных режимах, что ведет к более равномерному использованию их ресур-

са, сокращению расходов на техническое обслуживание, повышению КИУМ, а в перспективе, по мере развития ВИЭ — формирование возможности для приема их зависящей от природных условий генерации в энергосистему с минимальными издержками.

При приближении производства электроэнергии к потребителям, которые в большинстве случаев в силу климатических особенностей России также являются потребителями тепла, логичным является развитие когенерации и использование не в полной степени реализованного потенциала снижения УРУТ на производство электроэнергии в результате комбинированного производства тепла и электроэнергии. На протяжении десятилетий в России сформировалась система расположенных вблизи потребителей котельных. Модернизация и надстройка функционирующих сегодня котельных когенерационными установками станет основой для совместного производства тепла и электроэнергии. Использование системы источников теплоснабжения в качестве пространственного скелета для формирования распределенной энергетики — это повышение надежности не только электро-, но и теплоснабжения территории России.

Возникающее при этом тектологическое противоречие заключается в том, что работа малых когенерационных установок для сглаживания кривой спроса и обеспечения возможности работы в номинальных режимах традиционной энергетики происходит по графику электрических нагрузок. При этом тепло должно вырабатываться по графику тепловых нагрузок. Решением является установка систем аккумулирования тепловой энергии на модернизированных для комбинированного производства тепла и электроэнергии котельных, что позволит при работе когенерации по графику электрических нагрузок накапливать невостребованное в данный момент попутное тепло для использования его в периоды спроса на тепловую энергию.

Когда спрос на электроэнергию обеспечивается базовыми источниками без задействования пиковых мощностей распределенной энергетики, синхронные машины когенерационных установок могут работать в режиме синхронных компенсаторов, поддерживая требуемый уровень напряжения в распределительных сетях. Результатом является снижение потерь в электросетях не только в результате приближения источника электроэнергии к потребителю, но и за счет поддержания баланса реактивной мощности, а также обеспечения возможности более полного использования уже существующих трансформаторных подстанций и пропускной способности линий электропередач.

ВЫВОДЫ

В России успешно достигнута цель реформы электроэнергетики. Произошло появление эффективно функционирующих хозяйственных объектов в результате разделения отрасли и отделения электросетей и диспетчерских услуг от деятельности по производству и продаже электроэнергии. Каждый вновь появившийся объект стал максимизировать экономические результаты своей деятельности, и, как положено любой системе на начальном этапе функционирования, начал повышать показатели количественной устойчивости. В итоге при неизменном с точностью до 3% объеме электропотребления в 1990 г. и 2018 гг. мощность энергосистемы только в 2008–2017 гг. увеличилась более чем на 17%, произошел рост протяженности и пропускной способности электросетей, установленной мощности трансформаторов и т.д. Но из достижения множества локальных оптимумов самостоятельно действующих объектов вовсе не следует переход экономики как сложной системы в более устойчивое состояние. Поэтому результаты процесса реформы электроэнергетики следует рассматривать с позиции успешности функционирования механизмов отбора в части обеспечения структурной устойчивости российской экономики. Снижение эффективности использования генерирующих мощностей привело к опережающему росту стоимости электроснабжения и фактически стало “энергетическим тормозом развития экономики” [6], что являет-

ся одной из причин уменьшения темпов социально-экономического развития. То есть дезинтеграции реформы отрасли вызвали гипертрофированное, переразмеренное развитие объектной компоненты тетрады, а в 2008–2017 гг. и ее проектной компоненты, что привело к снижению структурной устойчивости экономики.

Снижение уровня гипертрофированности развития объектной системы — это гармонизация соотношения частей тетрады. В энергетике для этого требуется переход от функционирования совокупности объектов, специализирующихся на определенном сегменте (на производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии) искусственно разделенного единого процесса энергоснабжения, к следующему этапу эволюционирования тетрады, для которого будет характерно сбалансированное соотношение ее компонент. Для этого требуется более интенсивное развитие средовой системы, сфокусированной на снижении издержек энергоснабжения в результате оптимизации функционирования неразрывной технологической цепочки “производство-потребление ТЭР” преимущественно за счет потребителя, но не в ущерб ему и разработка механизмов, обеспечивающих процессы координации интересов производителей и потребителей электроэнергии. Интеграции производства, распределения и потребления электроэнергии, реализуемые в результате возникновения новых связей между системами, — это путь гармонизации компонентов тетрады. Поэтому следует содействовать формированию как вертикальных связей, объединяющих экономические интересы сетевых компаний с производителями и потребителями электроэнергии, так и горизонтальных, направленных на координацию функционирования электроэнергетики и жизнеобеспечивающих систем.

Отличительной особенностью развития средовой системы является рост роли науки [18]. Инновации становятся ключевым параметром, определяющим направление трансформации целых отраслей экономики. Как в начале XX века в восемь раз более дорогое электрическое освещение вытеснило керосиновое, так и в настоящее время ВИЭ все более агрессивно замещают традиционную энергетику. Развитие электроэнергетики должно основываться на последних научных достижениях [31] и с учетом того факта, что распространение новых технологических решений в электроэнергетике происходит значительно медленнее, чем, например, в области компьютерной или химической отрасли.

Повышение коэффициента полезного действия новых энергоблоков в результате перехода на парогазовый цикл либо суперсверхкритические параметры пара, как и модернизация действующих электростанций повысят эффективность производства электроэнергии на несколько процентов. Но ни эти мероприятия, ни изменение вектора развития традиционной энергетики на усиленное развитие ВИЭ не устранят природу накопленных дисбалансов. Требуется корректировка концептуальных основ сегодняшнего эволюционирования электроэнергетики на следующих базовых принципах:

1. Целостное рассмотрение единого технологического процесса производства и потребления электроэнергии. Использование возможностей изменения технологических процессов, происходящих в электротехнических системах и комплексах потребителей, для выравнивания графика загрузки существующих мощностей энергосистемы. Мероприятия, направленные на повышение эффективности использования тепловых и атомных электростанций, — это важный подготовительный этап долгосрочной задачи формирования условий для снижения издержек интеграции ВИЭ в энергосистему и приема их недиспетчеризованной, определяемой природными условиями энергии. Формирование дополнительных связей между потребителями и энергосистемой, направленных на формирование новой системы, — единой вертикально интегрированной технологической цепочки “производство-потребление топливно-энергетических ресурсов”, состоящей из сегодня самостоятельно функционирующих объектов электроэнергетики, сетевой инфраструктуры и потребителей.

2. В отличие от ограничения потребителей в развитии собственной генерации, поддержка этого процесса и создание условий по использованию новых источников для повышения эффективности работы энергосистемы. Для функционирования крупных электростанций в наиболее экономичном базовом режиме увеличение пластичности энергосистемы путем использования организационно-экономических механизмов покрытия пикового спроса на электроэнергию на основе распределенной энергетики. Повышение эффективности и надежности энергоснабжения, рост структурной устойчивости энергосистемы путем развития распределенной энергетики, в том числе за счет финансовых ресурсов потребителей.

3. Усиление наиболее слабого места в технологической цепочке “производство-потребление ТЭР” – распределительных сетей в соответствии с “законом наименьших относительных сопротивлений”, согласно которому устойчивость систем, а также комплексов определяется устойчивостью наиболее слабого звена [16, с. 244]. Сокращение потерь в электросетевом комплексе путем приближения источника электроэнергии к потребителю и обеспечения баланса реактивной мощности на основе работы синхронных машин распределенной энергетики. Повышение надежности энергоснабжения в результате сокращения времени отключений из-за аварий путем поддержки развития распределенной генерации, имеющей возможность работы на выделенную нагрузку в аварийных режимах. Преимущественное развитие распределенной энергетики, приближение структуры распределения распределенной энергетики к структуре источников теплоснабжения.

4. Использование не в полной степени реализованного потенциала снижения УРУТ на производство электроэнергии за счет комбинированной выработки тепла и электроэнергии путем надстройки существующих котельных когенерационными установками. В результате сформировавшаяся на протяжении десятилетий совокупность источников теплоснабжения будет выполнять скелетную функцию для пространственного размещения распределенной когенерации. При сохранении роли сегодняшней традиционной энергетики как центра экспрессии, ее дополнение распределенной когенерацией.

5. Первоочередное развитие наименее капиталоемких технологических решений, имеющих эквивалентный эффект по снижению негативного влияния на окружающую среду [32]. Начало реализации проектов после сопоставления удельных затрат на снижение потребления топлива и выброса парниковых газов на основе альтернативных решений: развития когенерации на сформировавшемся тепловом потреблении; развития различных технологий ВИЭ; роста энергетических параметров существующих теплоэлектростанций, в том числе при замене паросилового на парогазовый цикл.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чубайс А.Б. Реформа российской электроэнергетики: десять лет спустя // Вопросы экономики. 2018. № 8. С. 39–56.
2. Гибадуллин А.А., Пуляева В.Д. Оценка устойчивости развития в социальной сфере электроэнергетики России // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2017. № 10. С. 76–88.
3. Шейндлин А.Е. Об отечественной электроэнергетике: вчера, сегодня и возможное завтра. М.: Наука, 2013. 248 с.
4. Накоряков В. Е. Энергетический кризис // Наука в Сибири. № 37(2523), 23 сентября 2005.
5. Кудрявый В.В. Системное разрушение системы. М.: [б.и.] 111 с. // <http://exergy.narod.ru/kudryavui.pdf> (Дата обращения 15.06.20.)
6. Кутовой Г.П. 80 лет: формула успеха // Региональная энергетика и энергосбережение. 2017. № 5–6.
7. Велихов Е.П. Энергетика в экономике мира XXI века // Труды Московского физико-технического института. 2011. Т. 3. № 4. С. 61–15.
8. Бушнев В.В. Энергетический потенциал и устойчивое развитие. М.: ИАЦ “Энергия”, 2006. С. 320.

9. *Ляпунов А.А.* В чем состоит системный подход к изучению реальных объектов сложной природы? // Системные исследования: Ежегодник / Под ред. И.Г. Блаубер. М.: Наука, 1972. С. 5–18.
10. *Лившиц В.Н.* Системный анализ рыночного реформирования нестационарной экономики России, 1992–2013. М.: Ленанд. 2013.
11. *Зотов В.В., Пресняков В.Ф., Розенталь В.О.* Институциональные проблемы реализации системных функций экономики // Экономическая наука современной России. 2001. № 3. С. 51–69.
12. *Богданов А.А.* Тектология: (Всеобщая организационная наука). В 2-х кн.: Редкол. Л.И. Абалкин (отв. ред.) и др. М.: экономика. 1989. 304 с. 1 т., 352 с., 2 т.
13. *Bertalanffy L.* General system theory: Foundations, development, applications. Revised ed. N.Y.: George Braziller, 1976.; Берталанфи Л. фон. Общая теория систем – критический обзор // Исследования по общей теории систем. Сборник переводов / Общ. ред. и вст. ст. В.Н. Садовского и Э.Г. Юдина. М.: Прогресс, 1969. С. 23–82.
14. *Локтионов М.В.* А.А. Богданов как основоположник общей теории систем // Философия науки и техники. 2016. Т. 21. № 2. С. 80–96.
15. *Кржижановский Г.М.* Основные задачи электрификации России. Харьков: Всеукраинское государственное издательство, 1920. 60 с.; Кржижановский Г.М. Сочинения. Т. 1. Электроэнергетика. АН СССР Энергетический институт. М.–Л. Энергоиздат. 1933 г. 628 с.
16. *Тахтаджян А.Л.* Тектология: история и проблемы // Системные исследования: Ежегодник / Под ред. И.Г. Блаубер. М.: Наука, 1972. С. 200–277.
17. *Мелентьев Л.А.* Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / М.: “Высшая школа”, 1982. 319 с.
18. *Клейнер Г.Б.* Устойчивость российской экономики в зеркале системной экономической теории (Ч. 1) // Вопросы экономики. 2015. № 12. С. 107–123; Клейнер Г.Б. Устойчивость российской экономики в зеркале системной экономической теории (Ч. 2) // Вопросы экономики. 2016. № 1. С. 117–138.
19. О повышении энергоэффективности российской экономики. Доклад ЦЭНЭФ Президиуму Государственного совета Российской Федерации, Архангельск: 2009. 167 с.
20. *Карпович А.И.* Моделирование экономической устойчивости систем энергетики. Новосибирск – НГТУ. 2006. 258 с.
21. *Некрасов С.А.* Взаимосвязь эффективности использования мощностей электроэнергетики и нового строительства электростанций // Национальные интересы. Приоритеты и безопасность. 2012. № 4. С. 19–45.
22. *Богданов А.А.* Котельнизация России – беда национального масштаба // Новости теплоснабжения. 2007. № 4. С. 28–33.
23. *Егоров М.Б.* Зачастую программы развития электроэнергетики субъектов РФ не соответствуют планам территориального развития регионов // ЭнергоРынок. 2011. № 12. С. 17–18.
24. Российская электроэнергетика: прогноз до 2022 г. АКРА, 19.04.2018 / <https://www.acra-ratings.ru/research/691> (дата обращения: 18.04.2020).
25. *Клейнер Г.Б.* Российская экономика: системный подход. В кн. Мезоэкономика развития. М.: Наука, 2011. 805 с.
26. *Некрасов С.А., Матюнина Ю.В., Цырук С.А.* Оптимизация электроснабжения с целью выравнивания графика нагрузки и снижения энергозатрат // Промышленная энергетика. 2015. № 5. С. 2–8.
27. *Жук А.З., Бузоверов Е.А., Шейндлин А.Е.* Распределенные системы накопления электроэнергии на основе парков электромобилей // Теплоэнергетика. 2015. № 1. С. 3–8.
28. *Бир С.* Мозг фирмы. Пер. с англ. М. 2009. С. 243.
29. Стратегические перспективы электроэнергетики России. Макаров А.А. и др. // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40–52.
30. *Никонова А.А.* О принципе ингрессии в системном мире А.А. Богданова, или нет пророка в своем отечестве // Хроноэкономика. 2019. № 7. С. 32–40.
31. *Некрасов С.А., Грачёв И.Д.* Опора на национальную инновационную систему как необходимое условие реализации национальных проектов // Вестник РАН. 2020. Т. 90. № 8. С. 714–725.
32. *Некрасов С.А., Грачёв И.Д.* Возобновляемая энергетика: перспективы корректировки развития энергоснабжения в России // Проблемы прогнозирования. 2020. № 1. С. 99–109.

The Results of the Reform of the Russian Electric Power Industry from the Point of View of Tectology and System Economic Theory

S. A. Nekrasov*

Central Economics and Mathematics Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**e-mail: san693@mail.ru*

The result of the Russian reform of the electric power industry — a series of disintegrations by separating power grids and dispatching services from the production and sale of electricity for the emergence of independently operating facilities focused on achieving the best indicators of their economic activities — fully corresponds to its goal. Each newly formed object maximizes the results of its economic activity and, as it should be for any system at the initial stage of its development, increases its quantitative indicators. But with the volume of electricity consumption unchanged with an accuracy of 3% in 1990 and in 2018, this led to a 20% decrease in the efficiency of using energy capacities. The rise in energy supply costs and the rising cost of electricity have become one of the reasons for the slowdown in the country's socio-economic development. Based on the methodological approaches of tectology, systemic economic theory, the causes of this phenomenon are identified and the main provisions of an alternative concept for the development of the electric power industry are formulated, focused on reducing the cost of energy supply and reducing the costs of integrating renewable energy sources into the energy system.

Keywords: reform of the electric power industry, the technological chain “production-consumption of fuel and energy resources”, the efficiency of the use of energy capacities, tectology, systems economic theory, an alternative concept of energy development, reducing the costs of integrating renewable energy sources into the energy system

УДК 621.311:621.3.062.88

РАСПОЗНАВАНИЕ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В ПОДВОДЯЩИХ ЦЕПЯХ С ЦЕЛЬЮ БЫСТРОГО АВАРИЙНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВА ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

© 2021 г. И. Д. Кочетов¹, Ю. Я. Лямец¹, Ф. А. Макашкин¹*, И. Е. Петряшин¹¹ООО “Релематика”, Чувашский госуниверситет, Чебоксары, Россия

*e-mail: makashkin_fa@relematika.ru

Поступила в редакцию 19.01.2021 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

Рассматривается задача контроля состояния электрической сети, наблюдаемой со стороны нагрузок, а не источников, как это имеет место в традиционных задачах релейной защиты и автоматики. Затрагиваются информационные основы быстрого автоматического включения резерва (БАВР) питания потребителей. Показано, что характеру задачи отвечает метод разделения аварийных составляющих наблюдаемых токов на два компонента — нормальный и локальный. Задачу распознавания повреждения в цепи питания одной из двух нагрузок решает замер в виде отношения локальных токов. Зависимость замера от места повреждения инвариантна относительно переходного сопротивления в месте короткого замыкания (КЗ) и, что особенно важно, относительно нагрузок, которые переходят при КЗ в генераторный режим. Локальные токи определяются в комплексном базисе. Обработка наблюдаемых величин в реальном времени выполняется фильтром ортогональных составляющих. Влияние фильтров на быстродействие алгоритма смягчается благодаря конструкции положенного в его основу замера.

Ключевые слова: аварийное включение резерва, короткое замыкание, распознавание, быстродействие

DOI: 10.31857/S0002331021030080

Быстрое аварийное включение резерва электропитания востребовано производствами с непрерывным циклом работы [1], где на срабатывание терминала БАВР отводится время порядка периода частоты сети. По задаваемой скорости распознавания контролируемой ситуации автоматика БАВР не только не уступает релейной защите электрооборудования, но и по большей части превосходит ее. Напрашивается вывод, что алгоритмы распознавания, разработанные для целей релейной защиты, могут быть с успехом применены в автоматике БАВР. Принципиальное различие между условиями их применения можно усмотреть, пожалуй, только в одном. Релейная защита наблюдает энергообъект на шинах источников электроэнергии, а автоматика БАВР — на шинах потребителей. Но распознаванию подлежат одни и те же события — повреждения, прежде всего короткие замыкания в цепях передачи электроэнергии, идущих от источника к потребителю. Получается, что в автоматике БАВР могут быть применены те же унифицированные алгоритмы релейной защиты, которые инвариантны по отношению к месту наблюдения системы. Алгоритмы такого рода, обнаружившиеся в недавнее время, построены по принципу контроля всех мест предполагаемого повреждения [2–4]. Каждое место отображается на априорной характеристике

поврежденного объекта. В дальнейшем окажется так, что результаты наблюдения режима КЗ, произошедшего на реальном объекте в некотором месте, при сопоставлении с априорной характеристикой предоставят оценку координаты этого места.

Теоретические аспекты распознавания КЗ в сети при наблюдении ее нагрузок. Объединение информации о двух сменяющих один другого режимах — предшествующем режиме и следующим за ним режиме КЗ — создает эффект, имеющий теоретическое значение. Рассмотрим систему, включающую в свой состав три модуля A_1, A_2, A_3 , в общем случае активных (рис. 1). Подлежит контролю состояние модуля A_3 , имеющего соединения с двумя другими. Наблюдаются токи и напряжения в местах соединения.

Для простоты примем, что наблюдение ведется в базисе комплексных величин $\underline{I}_1, \underline{U}_1$ и $\underline{I}_2, \underline{U}_2$. Система полагается линейной. Еще предполагается, что величины предшествующего режима $\underline{I}_{\text{пл}}, \underline{U}_{\text{пл}}$ (рис. 1а) имеют экстраполяцию $\hat{\underline{I}}_{\text{пл}}, \hat{\underline{U}}_{\text{пл}}$ на время после КЗ, произошедшего в модуле A_3 (рис. 1б), в связи с чем текущий режим КЗ может быть представлен как наложение прежнего реального режима и искусственного чисто аварийного режима, в котором действуют аварийные составляющие токов и напряжений (рис. 1в) [5, 6]

$$\underline{I}_{\text{ав}} = \underline{I}_{\text{тк}} - \hat{\underline{I}}_{\text{пл}}, \quad \underline{U}_{\text{ав}} = \underline{U}_{\text{тк}} - \hat{\underline{U}}_{\text{пл}}. \quad (1)$$

Наличие источников в модуле A_3 подчеркнуто указанием ЭДС $\underline{E}$ (рис. 1а–1в), а повреждение этого модуля отмечено появлением тока $\underline{I}_f$ в месте КЗ (рис. 1б, 1в). Значения $\underline{E}$ и $\underline{I}_f$, разумеется, неизвестны, как и место КЗ.

Зависимые от наблюдаемых режимов ЭДС $\underline{U}_{\text{пл}}$ и $\underline{U}_{\text{ав}}$ введены в структуру сети в соответствии с принципом компенсации. Состояние модуля A_3 в схеме по рис. 1в остается таким же, как и в исходной структуре по рис. 1б. Отличие лишь в том, что, начиная со схемы по рис. 1в, модули A_1 и A_2 могут быть исключены из рассмотрения. Далее в соответствии с принципом суперпозиции представляется возможным исключить из рассмотрения источник $\underline{E}$ модуля A_3 и перейти к схеме чисто аварийного режима (рис. 1г), в которой теперь уже пассивный модуль Π_3 находится под воздействием внешних источников $\underline{I}_f$ и $\underline{U}_{\text{ав}}$. Дальнейшее применение метода наложения приводит к разделению чисто аварийного режима на нормальный, создаваемый в неповрежденном модуле Π_3 аварийными составляющими напряжений $\underline{U}_{\text{ав}}$ (рис. 1д), и локальный режим, создаваемый в модуле Π_3 , выводы которого зашунтированы неизвестным током КЗ $\underline{I}_f$ (рис. 1е). Локальный режим, бесспорно, играет центральную роль в распознавании КЗ, потому что именно здесь сконцентрирована информация о повреждении объекта. Нормальные компоненты и соответствующий нормальный режим играют подчиненную роль — они открывают путь к определению локальных компонентов

$$\underline{I}_{\text{ав,лк}} = \underline{I}_{\text{ав}} - \underline{I}_{\text{ав,нм}}, \quad \underline{U}_{\text{ав,лк}} = \underline{U}_{\text{ав}} - \underline{U}_{\text{ав,нм}}, \quad (2)$$

но сами по себе не имеют непосредственной связи с повреждением.

Распознавание КЗ в сети при наблюдении ее нагрузок. Рассмотрим алгоритм решения стоящей задачи на примере сети по рис. 2а. Нагрузки N_1 и N_2 питаются от разных трансформаторов T_1 и T_2 , которые получают энергию от одного источника с ЭДС $\underline{E}$ и внутренним сопротивлением $\underline{Z}_{\text{и}}$ по линиям электропередачи L_1 и L_2 длиной l_1 и l_2 с удельными сопротивлениями $\underline{Z}_1^0$ и $\underline{Z}_2^0$. Наблюдаются токи и напряжения нагрузок в предшествующем и текущем режимах $\underline{I}_{\text{пл}}, \underline{U}_{\text{пл}}; \underline{I}_{2\text{пл}}, \underline{U}_{2\text{пл}}; \underline{I}_{\text{тк}}, \underline{U}_{\text{тк}}; \underline{I}_{2\text{тк}}, \underline{U}_{2\text{тк}}$; по ним определяются как разности (1) аварийные составляющие $\underline{I}_{\text{ав}}, \underline{U}_{\text{ав}}; \underline{I}_{2\text{ав}}, \underline{U}_{2\text{ав}}$. Задача распознавания заключается в раздельной реакции на КЗ в первой и во второй подво-

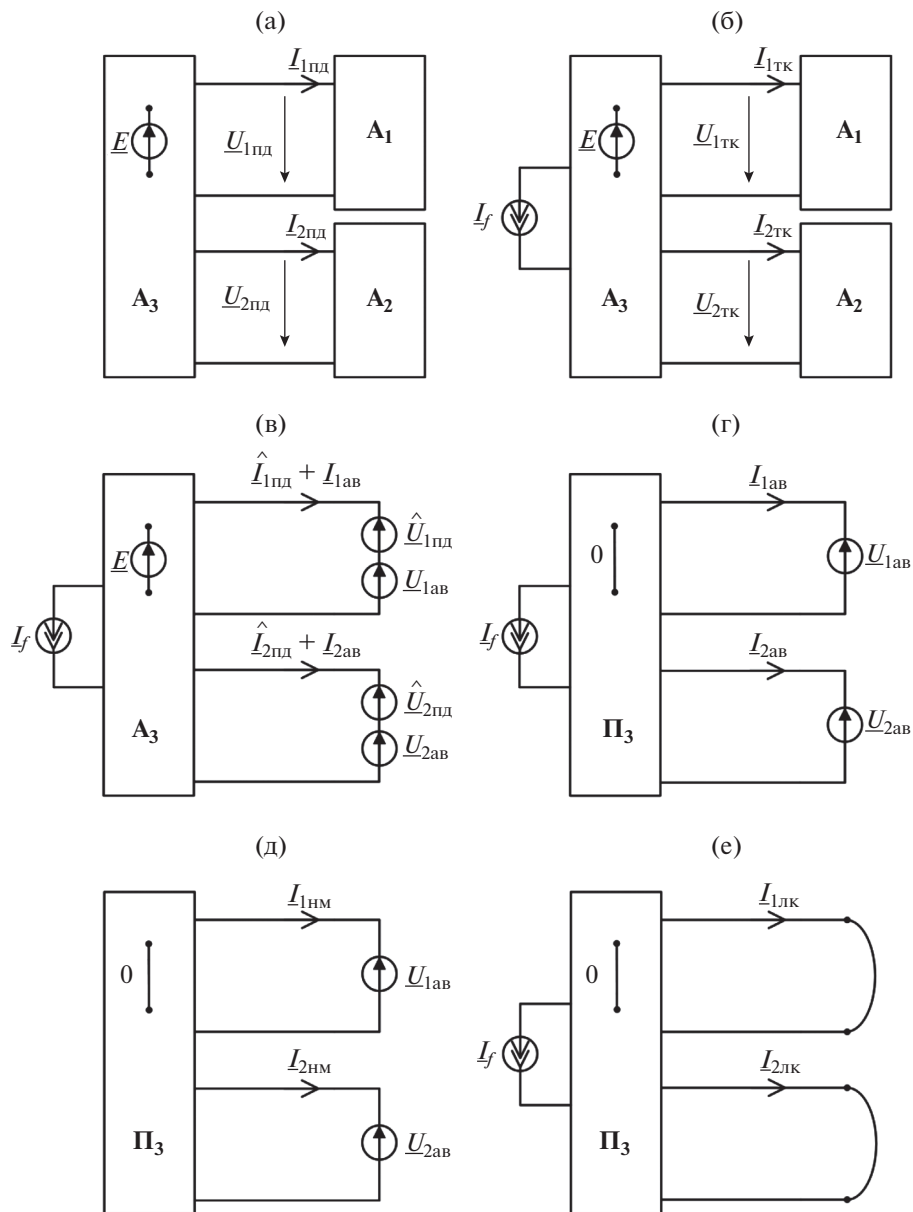


Рис. 1. Режимы наблюдаемого модуля линейной электрической структуры: (а) предшествующий; (б, в) текущий режим КЗ; (г) чисто аварийный; (д) нормальный; (е) локальный.

дящей цепи (точки $f_{т1}$ и $f_{л1}$ или $f_{л2}$ и $f_{т2}$), и отдельно — в реакции на КЗ в точках $f_{ш1}$ и $f_{ш2}$ за местом наблюдения тока i_1 или i_2 на шинах нагрузки H_1 , или H_2 (“за спиной”).

В рассматриваемой сети модель нормального режима представляет собой соединение ее пассивных элементов, ведущих от первой системы шин ко второй (рис. 26);

Помимо операций (3), (4) в алгоритме реального времени выполняется еще операция (2) определения локальных токов $\underline{I}_{1лк}$ и $\underline{I}_{2лк}$, а также операции формирования из них замера

$$\underline{K} = \frac{\underline{I}_{1лк} - \underline{I}_{2лк}}{\underline{I}_{1лк} + \underline{I}_{2лк}} \quad (5)$$

и сравнения его с априорной функцией, устанавливающей зависимость замера (5) от места КЗ в питающей сети. Именно эти операции призваны решить основную задачу БАВР, давая ответ на вопрос о том, в какой из двух подводящих цепей произошло КЗ. Чтобы выявить механизм распознавания КЗ, необходимо рассмотреть свойства локального режима, а вслед за тем сформировать процедуру определения геометрического места замера (5). Однако уже на данном этапе построения алгоритма БАВР можно заметить, что обращение к локальным токам избавляет его от влияния параметров нагрузок H_1 и H_2 , отличающихся изменчивостью и свойством переходить при КЗ в сети из двигательного режима в генераторный. Возможность не учитывать нагрузки при определении априорной функции замера позволяет отнести данный алгоритм распознавания КЗ к числу унифицированных.

Априорная координатная функция замера. Она определяется в модели локального режима (рис. 2в), к особенностям которой относятся два обстоятельства. Во-первых, она предназначена не для обработки результатов наблюдения, а для установления априорной зависимости между отношением (5) и местом КЗ. Зависимость носит унифицированный характер, так как не зависит от величины переходного сопротивления КЗ, от вида КЗ, и одинакова для каждой из трех фаз. Во-вторых, модель локального режима представляет собой двухпроводный канал фазных безнулевых величин [3, 6, 7]

$$\underline{I}'_v = \underline{I}_v - \underline{I}_0, \quad \underline{U}'_v = \underline{U}_v - \underline{U}_0, \quad (6)$$

где $v = A, B, C$; $\underline{I}_0, \underline{U}_0$ – составляющие нулевой последовательности. Безнулевая величина образована наложением составляющих прямой и обратной последовательности, поэтому параметрами модели локального режима являются параметры прямой последовательности.

Земляные КЗ на стороне высокого напряжения сопровождаются появлением безнулевых составляющих во всех трех фазах, что следует из граничных условий в месте КЗ. Так, при КЗ на землю в фазе А в месте КЗ протекает ток $\underline{I}_{Af}$. Соответствующие значения безнулевых составляющих

$$\underline{I}'_{Af} = (2/3)\underline{I}_{Af}, \quad \underline{I}'_{Bf} = \underline{I}'_{Cf} = -(1/3)\underline{I}_{Af}.$$

А при двухфазном КЗ на землю фаз В и С протекают токи $\underline{I}_{Bf}$ и $\underline{I}_{Cf}$, безнулевые составляющие которых в месте КЗ

$$\underline{I}'_{Af} = -(1/3)(\underline{I}_{Bf} + \underline{I}_{Cf}), \quad \underline{I}'_{Bf} = (1/3)(2\underline{I}_{Bf} - \underline{I}_{Cf}), \quad \underline{I}'_{Cf} = (1/3)(-\underline{I}_{Bf} + 2\underline{I}_{Cf}).$$

Отсюда следует, что и при земляных КЗ каждый из двухпроводных фазных каналов доставляет нужную информацию в место наблюдения.

Будем определять координату места предполагаемого КЗ, переходя от первой системы шин s ко второй системе шин r . В качестве координаты примем значение индуктивного сопротивления X_f элементов цепи от точки s до произвольного места предполагаемого КЗ, отнесенное к суммарному продольному индуктивному сопротивлению всей цепи

$$X_f^* = \frac{X_f}{X_{T1} + X_{л1} + X_{л2} + X_{T2}}, \quad (7)$$

где X_T – индуктивное сопротивление трансформаторов, а $X_{л}$ – линий.

У трансформатора T_1 началом отсчета его сопротивления служит вывод обмотки низшего напряжения, а у трансформатора T_2 — вывод обмотки высшего напряжения. У линий электропередачи координатой служит индуктивное сопротивление от одного из концов линии; у линии L_1 началом является место соединения с трансформатором, а у линии L_2 — место подключения к подстанции.

Левая и правая части модели по рис. 2в эквивалентизируются каждая относительно места f предполагаемого КЗ с координатой X_f пассивными блоками $\Pi_{sf}(X_f)$ и $\Pi_{pf}(X_f)$. Токи $I_{1лк}(X_f)$ и $I_{2лк}(X_f)$ в зашунтированных входах выражаются через одно и то же неизвестное напряжение $\underline{U}_{fав}$. Так, в схеме рис. 2г при КЗ в первой линии в месте x_{f1} возникнут локальные токи

$$I_{1лк}(x_{f1}) = \frac{\underline{U}_{fав}}{\underline{Z}_{т1} + \underline{Z}_1^0 x_{f1}}, \quad (8)$$

$$I_{2лк}(x_{f1}) = \frac{\underline{Z}_и}{\underline{Z}^2(x_{f1})} \underline{U}_{fав}, \quad (9)$$

$$\underline{Z}^2(x_{f1}) = \underline{Z}_и \left(\underline{Z}_1^0 (l_1 - x_{f1}) + \underline{Z}_{л2} + \underline{Z}_{т2} \right) + \underline{Z}_1^0 (l_1 - x_{f1}) (\underline{Z}_{л2} + \underline{Z}_{т2}).$$

Подстановка (8) и (9) в отношение (5) определит искомую функцию замера при КЗ в линии L_1

$$\underline{K}(x_{f1}) = \frac{\underline{Z}^2(x_{f1}) - \underline{Z}_и \left(\underline{Z}_{т1} + \underline{Z}_1^0 x_{f1} \right)}{\underline{Z}^2(x_{f1}) + \underline{Z}_и \left(\underline{Z}_{т1} + \underline{Z}_1^0 x_{f1} \right)}, \quad (10)$$

где $x_{f1} \in (0, X_{л1})$. Аналогичным образом определится функция координат других элементов цепи. Например, при КЗ во второй линии выражения, подобные (8), (9), меняются местами

$$I_{1лк}(x_{f2}) = \frac{\underline{Z}_и}{\underline{Z}^2(x_{f2})} \underline{U}_{fав}, \quad (11)$$

$$I_{2лк}(x_{f2}) = \frac{\underline{U}_{fав}}{\underline{Z}_{т2} + \underline{Z}_2^0 (l_2 - x_{f2})}, \quad (12)$$

$$\underline{Z}^2(x_{f2}) = \underline{Z}_и \left(\underline{Z}_2^0 x_{f2} + \underline{Z}_{л1} + \underline{Z}_{т1} \right) + \underline{Z}_2^0 x_{f2} (\underline{Z}_{л1} + \underline{Z}_{т1}).$$

Отсюда

$$\underline{K}(x_{f2}) = \frac{\underline{Z}_и \left(\underline{Z}_{т2} + \underline{Z}_2^0 (l_2 - x_{f2}) \right) - \underline{Z}^2(x_{f2})}{\underline{Z}_и \left(\underline{Z}_{т2} + \underline{Z}_2^0 (l_2 - x_{f2}) \right) + \underline{Z}^2(x_{f2})}. \quad (13)$$

Функции (10) и (13) ведут себя противоположным образом, что особенно хорошо заметно при $\underline{Z}_и \rightarrow 0$, когда $\underline{K}(X_{f1} \in (0, X_{т1})) \rightarrow 1$ и $\underline{K}(x_{f1} \in (0, X_{л1})) \rightarrow 1$, а $\underline{K}(x_{f2} \in (0, X_{л2})) \rightarrow (-1)$ и $\underline{K}(X_{f2} \in (0, X_{т2})) \rightarrow (-1)$.

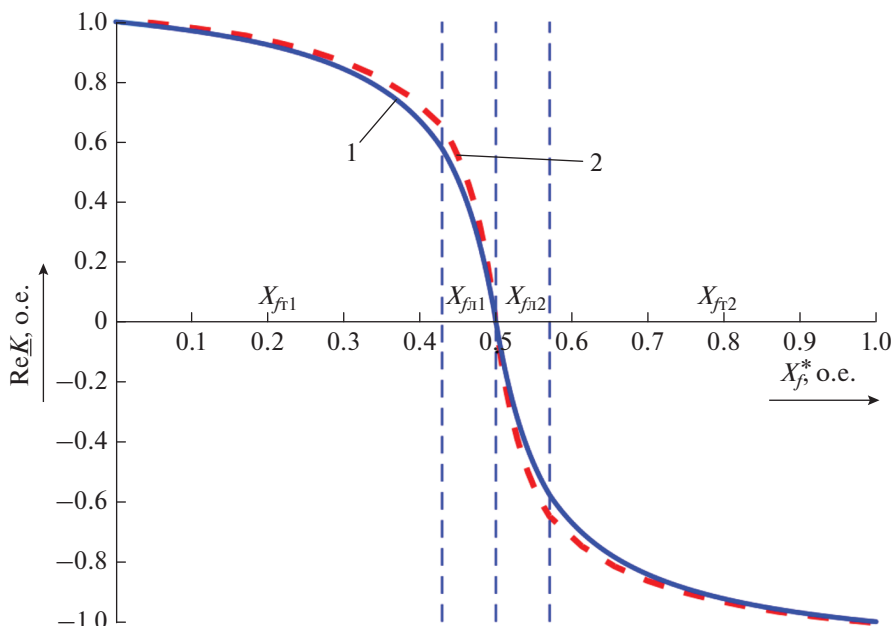


Рис. 3. Зависимость замера от координаты предполагаемого места КЗ: 1 — априорная, 2 — имитационная.

Априорная координатная функция замера в конкретной сети. Рассматривалась реальная сеть 110 кВ с идентичными линиями L_1 и L_2 и с идентичными трансформаторами T_1 и T_2 . Линии двухцепные протяженностью $l = 41.635$ км, провода АС-120/19. Трансформаторы T_1 и T_2 мощностью 10 МВА, 110/10 кВ, с потерями короткого замыкания 53.8 кВт. Сопротивление источника питания $\underline{Z}_и = 1 + j10$.

Функция замера в виде зависимости его вещественной части от координаты места КЗ в пределах каждого элемента подходящих к нагрузкам цепей определена для данной сети по формулам (8)–(13) и заключительного отношения (5). Результат приведен на рис. 3 (сплошная кривая).

Необходимо обратить внимание на отчетливо проявляющуюся закономерность: замеры при КЗ в первой и второй цепях различаются знаками, изменяясь в пределах от +1 при КЗ на выводах обмотки низшего напряжения трансформатора T_1 до (–1) при КЗ на аналогичных выводах второго трансформатора, а при КЗ в точке b , общей для обеих цепей (рис. 2а), замер принимает нулевое значение.

Подобная характеристика замера (5) в однородной линии, наблюдаемой с обеих сторон, имеет вид прямой, соединяющей те же граничные точки ± 1 , что и на рис. 3 [3, 4]. Резкий переход от положительных к отрицательным замерам при наблюдении системы на шинах нагрузок (рис. 2а) объясняется в первую очередь влиянием внутреннего сопротивления $\underline{Z}_и$ в модели локального режима (рис. 2в). В этом легко убедиться, если принять во внимание, что при $\underline{Z}_и \rightarrow 0$ зависимость по рис. 3 принимает вид прямоугольной функции, так как в неповрежденную цепь локальный ток поступить через это сопротивление не сможет.

Имитационная координатная функция замера. Для тестирования алгоритма БАВР привлекается имитационная модель сети (рис. 2а) с теми же пассивными параметрами, для которых ранее определялась априорная характеристика. В среде моделирования MATLAB – Simulink имитировалось металлическое трехфазное КЗ в различных

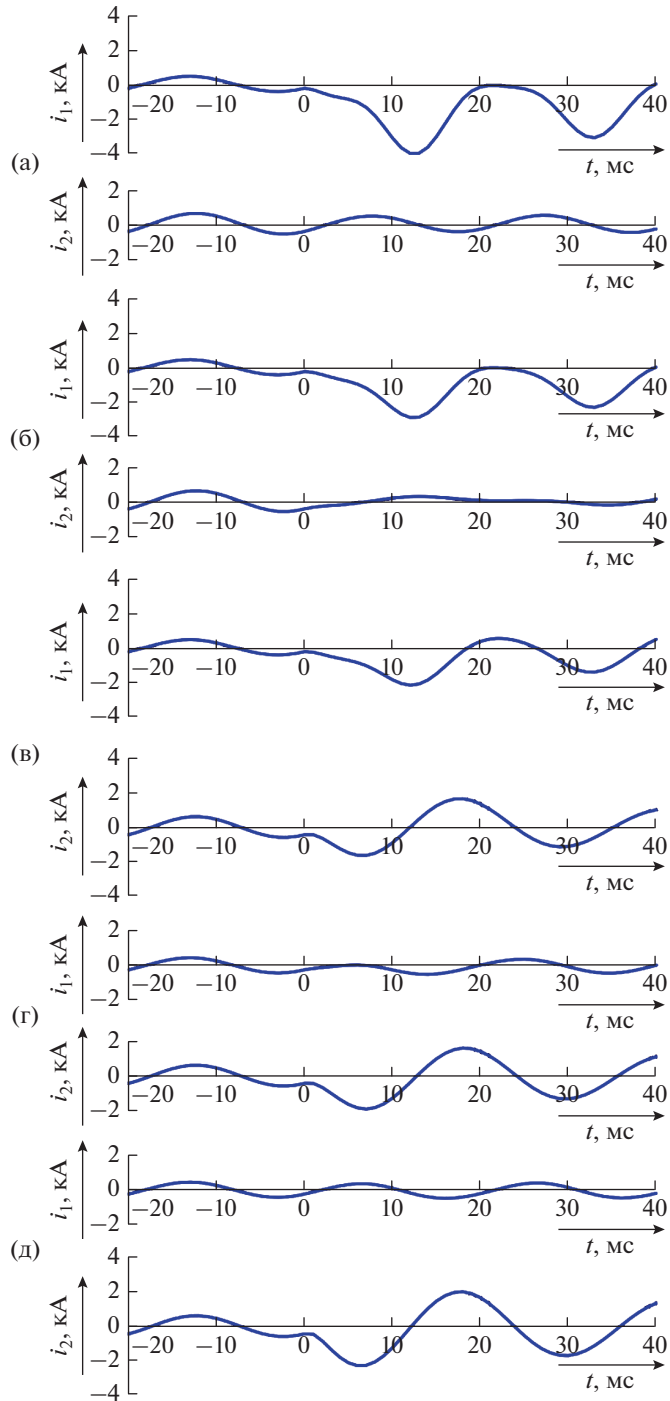


Рис. 4. Осциллограммы наблюдаемых токов металлических трехфазных КЗ в пяти местах имитационной модели: (а) на выводах обмотки низшего напряжения T_1 ; (б) в месте подключения T_1 к $Л_1$; (в) на шинах “b”; (г) в месте подключения T_2 к $Л_2$; (д) на выводах обмотки низшего напряжения T_2 .

точках сети. ЭДС источника $e(t) = E_m \cos \omega t$; момент КЗ $t = 0$; $E_m = 110\sqrt{2/3}$ кВ. Нагрузка сети — электродвигатели: H_1 — синхронные, H_2 — асинхронные, по два электродвигателя мощностью 2.3 МВА на каждой системе шин нагрузки. На рисунке 4 приведены полученные осциллограммы токов $i_1(t)$ и $i_2(t)$, наблюдаемых в фазе А. Токи в значительно большей степени, чем напряжения, искажены переходным процессом. Встает вопрос о цифровой обработке наблюдаемых процессов, а в более общем плане — о реализации метода в алгоритме БАВР. В статье уделено внимание реализации, основанной на представлении электрических величин в комплексном базисе. Но сам метод допускает более общую интерпретацию в базисе мгновенных значений [2]. Что же касается комплексного базиса, то он предполагает применение фильтров ортогональных составляющих, преобразующих выборку отсчетов наблюдаемой величины в комплексное число. Наиболее высоким быстродействием, измеряемым продолжительностью окна наблюдения, обладают адаптивные фильтры ортогональных составляющих [8]. Выяснилось, однако, что в большинстве случаев удовлетворительный результат обеспечивают неадаптивные фильтры, в том числе и наиболее широко применяемый в программном обеспечении терминалов релейной защиты и автоматики двухполупериодный фильтр Фурье [9].

По такому формальному показателю как время установления он не относится к числу быстродействующих. Но, как выяснилось, замер (5), для которого важно отношение комплексных локальных токов, а не каждый из них в отдельности, относительно малочувствителен к процессу установления идентичных фильтров в разных местах наблюдения. На рисунке 3 пунктиром показана имитационная функция замера, полученная на интервале наблюдения электрических величин продолжительностью в 8 мс. Она несколько отличается от априорной характеристики, полученной в модели синусоидального локального режима (рис. 2в). С расширением интервала обработки входного сигнала вплоть до 20 мс обе характеристики совпадают.

Обнаруженная зависимость $\underline{K}(X_f)$ решает задачу распознавания повреждений в разных частях сети по рис. 2а, питающей нагрузки H_1 и H_2 . Окрестность точки b — перехода характеристики через нулевое значение — свидетельствует о КЗ в источнике $\underline{E}_s, \underline{Z}_s$ или вблизи его шин. В таком режиме действие БАВР не предусматривается. Положительная часть характеристики выше этой окрестности свидетельствует о КЗ в первой подводящей цепи, на случай чего предусматривается переключение нагрузки H_1 — отключение от первой цепи и подключение к шинам нагрузки H_2 . Отрицательная часть характеристики соответственно ниже нейтральной области в окрестности нуля предполагает противоположную реакцию БАВР. Остается особый режим КЗ на шинах нагрузки (точки $f_{ш}$ на рис. 2а), когда место КЗ оказывается вне наблюдаемой части системы. Коль скоро та не повреждена, то ее модель в нормальном режиме (рис. 2б) не отличается от модели исходного чисто аварийного режима, а в модели локального режима $\underline{I}_f \equiv 0$ (рис. 2в). Как следствие, $\underline{I}_{лк} \equiv 0$ и $\underline{I}_{2лк} \equiv 0$, т.е. о данном режиме, не предполагающем вмешательства БАВР, свидетельствуют нулевые уровни локальных токов при высоком уровне аварийных составляющих наблюдаемых величин.

ВЫВОДЫ

1. Теоретические аспекты задачи быстрого аварийного включения резерва электропитания заключаются в распознавании поврежденной части электрической сети при наблюдении сети со стороны ее нагрузок. Характеру задачи отвечает метод распознавания коротких замыканий, основанный на разделении аварийных составляющих наблюдаемых токов на два компонента — нормальные и локальные токи.

2. Соотношение локальных токов разных мест наблюдения создает унифицированный замер: его зависимость от координаты места КЗ определяется априорно в двух-

проводных моделях сети с зашунтированными местами наблюдения и одним нормированным источником в месте предполагаемого повреждения. Замер инвариантен по отношению к таким изменяющимся параметрам сети, контроль которых невозможен или сопряжен с трудностями. Это переходное сопротивление КЗ; двигательная нагрузка, переходящая при КЗ в генераторный режим.

3. Алгоритм БАВР распознает в реальном времени в какой из подводящих цепей произошло КЗ и выполняет блокировку при КЗ в общей части сети, а также на шинах нагрузок. Основные операции связаны с определением нормальных токов как реакции пассивной модели неповрежденной сети на воздействие аварийных составляющих наблюдаемых напряжений.

4. Априорная характеристика замера явственно разделяется на три участка. Верхний и нижний соответствуют повреждению первой и второй подводящих цепей, а центральный — КЗ в общей части сети. В случае КЗ на шинах нагрузки индикатором режима служит отсутствие локальных токов при заметных аварийных составляющих токов и напряжений.

5. В базе комплексных величин быстродействие алгоритма определяется временем формирования комплексов фильтрами ортогональных составляющих. Зависимость от быстродействия фильтров смягчается тем обстоятельством, что замер является отношением комплексов локальных токов, которое стабилизируется до установления фильтров. Моделирование процессов показывает, что общеупотребительный в релейной защите двухполупериодный фильтр Фурье позволяет распознать КЗ за первый полупериод частоты сети.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пупин В.М. Методы, модели и средства обеспечения динамической устойчивости электротехнических систем непрерывных производств. Автореферат докт. диссертации. РГУ нефти и газа, 2019.
2. Лямец Ю.Я., Беянин А.А. Составляющие токов короткого замыкания в наблюдаемой электрической сети. *Электротехника*, 2016. № 10. С. 40–44.
3. Кочетов И.Д., Лямец Ю.Я., Макашкин Ф.А. Унификация моделей и характеристик поврежденной электропередачи при двухстороннем наблюдении. *Изв. РАН. Энергетика*, 2020. № 4. С. 55–65.
4. Кочетов И.Д., Лямец Ю.Я., Макашкин Ф.А. Распознающая способность локальных токов при двухстороннем наблюдении линии электропередачи. *Электрические станции*, 2020. № 6. С. 54–58.
5. Fikri M., El-Sayed M. New algorithm for distance protection of high voltage transmission lines. *IEE Proc.* 1988. V. 135. № 5. P. 436–440.
6. Попов И.Н., Лачугин В.Ф., Соколова Г.В. Релейная защита, основанная на контроле переходных процессов. Энергоатомиздат, 1986.
7. Лямец Ю.Я. К расчету переходных процессов в трехфазных цепях методом симметричных составляющих. *Электричество*, 1988. № 12. С. 57–60.
8. Иванов С.В., Лямец Ю.Я., Макашкин Ф.А. Оценивание параметров элементарных компонентов электрической величины по малому числу отсчетов. *Электротехника*, 2020. № 3. С. 59–67.
9. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. Энергоатомиздат, 2007.

Detection of Short Circuits in the Supply Circuits for the Purpose of Rapid Emergency Activation of the Power Reserve

I. D. Kochetov^a, Yu. Ya. Lyamets^a, F. A. Makashkin^{a, *}, and I. E. Petryashin^a

^a“Relematika”, LLC, Chuvash State University, Cheboksary, Russia

*e-mail: makashkin_fa@relematika.ru

We consider a peculiar problem of monitoring the state of the electrical network, observed from the side of loads, not from the sources, as in the case of traditional problems of relay protection and automation. The information bases of rapid automatic activation of the re-

serve of power supply of consumers are touched on. It is shown that the method of dividing the emergency components of the observed currents into two components – normal and local – conforms to the nature of the problem. The problem of detecting damage in the power supply circuit of one of the two loads is solved by measuring the ratio of local currents. The dependence of the measurement on the fault location is invariant relative to the transient resistance at the point of short circuit and the loads that operate in generator mode during short circuit. Local currents are defined in the complex basis. The real-time processing of the observed values is performed by the orthogonal component filter. The effect of filters on the performance of the algorithm is mitigated by the design of the measurement based on it.

Keywords: emergency activation of the reserve, short circuit, detection, fast action