
СОДЕРЖАНИЕ

ИТ-инфраструктура для построения интеллектуальных систем управления развитием и функционированием систем энергетики на основе цифровых двойников и цифровых образов	
<i>Н. И. Воропай, Л. В. Массель, И. Н. Колосок, А. Г. Массель</i>	3
Модификация методического подхода к оценке эффективности альтернативных вариантов комплексного энергоснабжения потребителей в задачах перспективного планирования развития энергосистем	
<i>Ф. В. Веселов, А. С. Макарова, Т. В. Новикова, Т. Г. Панкрушина</i>	14
О корректировке требований к точности цифровой обработки сигналов токов и напряжений в активных системах промышленного электроснабжения	
<i>А. Л. Куликов, П. В. Илюшин, Г. Я. Вагин, А. А. Севостьянов</i>	26
Дополнительные риски для инвестиций в российскую электроэнергетику	
<i>Г. И. Шевелева</i>	39
Энергоменеджмент гибридной энергетической микросети на сутки вперед	
<i>Мохамед Элгамаль, Н. В. Коровкин, А. Рефаат, А. Эльмитвалли</i>	54
Повышение оперативной эффективности работы конденсационных электростанций	
<i>Э. М. Фархадзаде, А. З. Мурадалиев, С. А. Абдуллаева, У. К. Ашурова</i>	70
Как влияет возобновляемая энергетика на экономический рост? Результаты моделирования на данных разной частотности	
<i>О. И. Кустова, А. Ю. Редькина, А. Л. Чадов, Е. А. Шенкман</i>	79
Нейросетевой метод определения топологии электрической сети в переходных режимах	
<i>Н. Э. Готман, Г. П. Шуилова</i>	92
Методология исследования долгосрочной динамики спроса на энергоносители для повышения обоснованности перспектив развития ТЭК: состав задач, методы и модели	
<i>Е. В. Гальперова</i>	101
Исследование стартовых алгоритмов расчета установившихся режимов электрических систем методом Ньютона	
<i>Б. И. Аюев, В. В. Давыдов, П. М. Ерохин, В. Г. Неуймин, М. В. Хохлов</i>	109
Анализ эффективности использования пиковых подземных хранилищ газа для снижения показателей уязвимости системы газоснабжения регионов России	
<i>Е. М. Смирнова, С. М. Сендеров, С. В. Воробьев</i>	122
Обзор современных тенденций развития технологий газификации твердых топлив	
<i>А. Н. Козлов</i>	130
Аналитическое решение и функция Грина первой краевой задачи нестационарной теплопроводности в ограниченной области с границей, движущейся по корневой зависимости	
<i>Г. С. Кротов</i>	149

C O N T E N T S

IT-Infrastructure for Construction of Intelligent Management Systems of Development and Functioning of Energy Systems Based on Digital Twins and Digital Images <i>N. I. Voropai, L. V. Massel, I. N. Kolosok, and A. G. Massel</i>	3
Modification of the Methodological Approach to Assessing the Effectiveness of Alternative Options for Integrated Energy Supply to Consumers in the Tasks of Long-Term Planning of the Development of Power Systems <i>F. V. Veselov, A. S. Makarova, T. V. Novikova, and T. G. Pankrushina</i>	14
Adjusting the Requirements to the Accuracy of Digital Processing of Current and Voltage Signals in Active Industrial Power Systems <i>A. L. Kulikov, P. V. Ilyushin, G. Y. Vagin, and A. A. Sevostyanov</i>	26
Additional Risks of Investment in the Russian Electric Power Industry <i>G. I. Sheveleva</i>	39
Day-Ahead Energy Management System for a Hybrid-Energy Microgrid <i>M. Elgamal, N. V. Korovkin, A. Refaat, and A. Elmitwally</i>	54
Improving the Operating Efficiency of Condensing Power Plants <i>E. M. Farhadzadeh, A. Z. Muradaliyev, S. A. Abdullayeva, and U. K. Ashurova</i>	70
How Does Renewable Energy affect Economic Growth? Results of Modeling on Mixed Frequency Data <i>O. I. Kustova, A. U. Redkina, A. L. Chadov, and E. A. Shenkman</i>	79
Application of the Neural Network Method for Power Network Topology Detection in Transient Conditions <i>N. E. Gotman and G. P. Shumilova</i>	92
Methodology for Studying the Long-Term Dynamics of Demand for Energy Carriers with a View to Improving the Validity of Energy Sector Development Prospects: the Set of Tasks, Methods, and Models <i>E. V. Galperova</i>	101
Studying Starting Algorithms to Calculate Steady States of Electric Power Systems by Newton Method <i>B. I. Ayuev, V. V. Davydov, P. M. Erokhin, V. G. Neuymin, and M. V. Khokhlov</i>	109
Analysis of the Efficiency of Using Peak Underground Gas Storage Objects to Reduce Vulnerability Indicators of the Gas Supply System of Russian Regions <i>E. M. Smirnova, S. M. Senderov, and S. V. Vorobev</i>	122
A Review of Current Trends in the Development of Solid Fuel Gasification Technologies <i>A. N. Kozlov</i>	130
Analytic Solution and Green's Function of the Dirichlet Problem of Non-Stationary Heat Conduction in a Bounded Domain with a Boundary Moving Along Root Dependence <i>G. S. Krotov</i>	149

УДК 004.89:620.9

ИТ-ИНФРАСТРУКТУРА ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕМ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ И ЦИФРОВЫХ ОБРАЗОВ

© 2021 г. Н. И. Воропай¹, Л. В. Массель¹, И. Н. Колосок¹, А. Г. Массель¹, *

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

*e-mail: amassel@gmail.com

Поступила в редакцию 18.08.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Предлагается подход к построению ИТ-инфраструктуры для создания интеллектуальных систем управления развитием и функционированием систем энергетики, основанный на применении результатов системных исследований энергетики с использованием современных концепций — цифровых двойников и цифровых образов. Рассматривается роль когнитивных технологий в создании цифровых образов. Выделяются две стадии построения цифровых двойников и цифровых образов: 1) разработка технологии, основанной на сборе информации и ее хранении для выполнения исследований и построения опытных образцов — прототипов цифровых двойников и цифровых образов; 2) разработка технологии апробации взаимодействия прототипов цифровых двойников и цифровых образов с информационными потоками, как основы для создания интеллектуальных систем управления развитием и функционированием энергетических систем и комплексов. Рассмотрены вопросы информационной обеспеченности на примере разработки цифрового двойника ЭЭС для управления ее режимами. Предлагается разработка ИТ-инфраструктуры системных исследований энергетики для поддержки этих технологий на основе модифицированной архитектуры многоагентной интеллектуальной инструментальной среды и имеющихся прототипов ее базовых компонентов.

Ключевые слова: системы энергетики, интеллектуальные системы управления, цифровые двойники, цифровые образы, математические, информационные, онтологические модели, когнитивные технологии

DOI: 10.31857/S0002331021010180

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях перехода к цифровизации и интеллектуализации энергетики [1, 2] очевидно, что необходима разработка нового подхода к построению интеллектуальных систем управления развитием и функционированием систем энергетики. Под системами энергетики понимаются как отраслевые системы энергетики, так и их объединение в виде топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны. Представляется, что важную роль при разработке этого подхода могут сыграть актуальные тренды — цифровые двойники и цифровые образы. В то же время при их реализации целесообразно использовать имеющиеся наработки, в первую очередь, в виде математических моделей отраслевых систем энергетики и ТЭК в целом, которые в течение многих лет

разрабатываются в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН [3, 4].

В статье рассматриваются основные понятия цифровых двойников и цифровых образов, этапы их разработки на основе интеграции математических, информационных и онтологических моделей и возможности перехода от цифровых двойников и цифровых образов к построению интеллектуальных систем управления развитием и функционированием систем энергетики. Для поддержки процесса разработки цифровых двойников и цифровых образов и последующего перехода к созданию интеллектуальных систем управления развитием и функционированием систем энергетики предлагается соответствующая ИТ-инфраструктура, основные научные прототипы которой реализованы в ИСЭМ СО РАН и рассматривались, в частности, в [5]. Обсуждаются предпосылки и направления исследований по разработке цифрового двойника ЭЭС для управления ее режимами.

1. Проблема создания интеллектуальных систем управления развитием и функционированием систем энергетики в условиях цифровизации энергетики. Проблема создания современных интеллектуальных систем управления энергетикой вытекает из существующих проблем перехода к цифровой энергетике. Эти проблемы анализировались, в том числе в [5]. В настоящее время намечается некоторый положительный сдвиг в решении выявленных когнитивных и управленческих проблем: на уровне руководителей энергетических компаний возникает понимание в необходимости цифровой трансформации отрасли, более глубоко осознаются преимущества внедрения новых технологий (главным образом в сфере электроэнергетики), а также принимаются во внимание потенциальные опасности, связанные с развитием киберфизических систем. В первой половине 2018 года, в соответствии с “Дорожной картой” развития цифровой экономики России, была разработана генеральная схема развития инфраструктуры хранения и обработки данных, учитывающая планы развития энергетической и телекоммуникационной инфраструктуры для обеспечения доступности услуг по хранению и обработке данных на всей территории России для граждан, бизнеса и власти. Однако экономических стимулов для перехода к цифровой энергетике, с одновременным отказом от финансирования “старых технологий” и имитации инновационной деятельности, не наблюдается.

Положительная тенденция к разрешению научных и технологических ограничений намечается внутри компаний топливно-энергетического комплекса. Исследовательские подразделения энергетических компаний проводят испытания отдельных элементов “цифровой сети” для отработки технологий и формирования типовых решений. В то же время в современных системах энергетики значительно увеличена и продолжает расти доля морально устаревшего и физически изношенного оборудования, что отражается и на снижении уровня автоматизации технологических процессов.

Высокая зависимость от импорта и, как следствие, увеличение внешнеполитических угроз негативно отражаются на безопасности отрасли в целом, что, ввиду ее критичности и инфраструктурных аспектов, может вызывать лавинообразное влияние на другие отрасли национальной экономики Российской Федерации. Выходом из сложившегося положения является стимулирование развития отечественного оборудования и технологий в отраслях энергетики, обновление производственных фондов за счет средств самих энергетических компаний и повышение требований к автоматизации технологических процессов на объектах энергетики. Требуются разработка и внедрение финансовой стратегии организации деятельности и управления энергетических компаний. Немаловажным является и создание системы комплексного прогнозирования, выявления, анализа и оценки рисков аварий на объектах энергетики.

Развитие сервисного подхода к созданию инфраструктуры нового поколения и интеграция информационно-телекоммуникационных технологий и систем энергоснабжения может иметь синергетический эффект. В частности, для безопасного функцио-

нирования объектов энергетики требуются системы мониторинга состояния оборудования, видеонаблюдения и контроля, использование которых базируется на сетях передачи данных, в свою очередь, такие системы мониторинга являются составляющей частью “умного и безопасного города”. Одновременное комплексное развитие информационно-коммуникационных сетей и сетей передачи электроэнергии должно способствовать уменьшению совокупной стоимости их строительства и обслуживания, реализации новых возможностей по управлению и контролю сетей передачи электроэнергии и улучшению качества обслуживания конечных потребителей.

Все вышеперечисленное необходимо учитывать при разработке интеллектуальных систем управления развитием и функционированием систем энергетики.

В отчете о разработке стратегической программы исследований технологической платформы “Интеллектуальная энергетическая система России” (ИЭСР) (одним из участников которой является ИСЭМ СО РАН), подготовленном Российским энергетическим агентством в 2018 г. [6] (переработанная в 2019 г. версия отчета приведена в [7]), перечисляются *Ключевые технологии ИЭСР в сфере системного управления*, которые, как представляется, должны быть реализованы в интеллектуальных системах управления развитием и функционированием систем энергетики:

- технологии мониторинга и оценки ситуаций, включая оценку устойчивости состояния энергосистемы, выработки и принятия оперативных и долгосрочных решений, в том числе на основе мультиагентных систем, нейронных сетей и робототехнических комплексов, на всех уровнях иерархии управления ИЭСР (от объекта до энергосистемы);

- технологические модели энергосистемы, позволяющие осуществлять большой спектр аналитической обработки информации, начиная от оперативного и автоматического управления и заканчивая прогнозированием спроса и развития энергосистемы;

- системы автоматизированной организации торговли электроэнергией и различными видами услуг на электронных площадках;

- технологии унификации обмена данными на основе организуемого единого информационно-технологического пространства ИЭСР, включающие описание процессов управления, массивов характеристик объектов, средств измерения и управления, систем передачи информации и измерительных каналов, нормативно-справочной информации, организации защиты информационного пространства, включая кибербезопасность;

- технологии высокоскоростной передачи информации, хранения и обработки сверхбольших объемов информации в различном масштабе времени;

- технологии создания приложений (прикладных программ), обеспечивающих обработку и анализ данных, необходимые расчеты для принятия управленческих решений (в том числе в реальном масштабе времени), включаемые в состав агентов мультиагентных систем управления различного уровня и назначения [6].

Очевидно, что проблема создания интеллектуальных систем управления, поддерживающих эти технологии, может быть решена только поэтапно, с условием разработки и отладки отдельных элементов, с их последующей интеграцией. Для этого предлагается использовать концепцию цифровых двойников и цифровых образов.

2. Понятия цифровых двойников и цифровых образов. Следует отметить, что эти понятия до сих пор не устоялись и активно обсуждаются, хотя утверждается, что “цифровой двойник” вошел в десятку главных стратегических технологических трендов 2019 года.

Обзор понятий цифрового двойника выполнен, например, в [8], на основании источников [9–14]. Согласно мнению главного инженера подразделения “Интеллектуальные сети” компании Siemens Е. Литвиновой, “наиболее подходящее определение цифрового двойника – это реальное отображение всех компонентов в жизненном цикле продукта с использованием физических данных, виртуальных данных и данных

взаимодействия между ними, то есть цифровой двойник создает виртуальный прототип реального объекта, с помощью которого можно проводить эксперименты и проверять гипотезы, прогнозировать поведение объекта и решать задачу управления его жизненным циклом” [15].

По мнению специалистов, на основе анализа, выполненного в [8], цифровых двойников можно разделить на три типа:

1. Двойник-прототип (*Digital Twin Prototype*). Это виртуальный аналог реально существующего элемента. Он содержит информацию, которая описывает определенный элемент на всех стадиях, начиная от требований к производству и технологических процессов при эксплуатации, заканчивая требованиями к утилизации элемента.

2. Двойник-экземпляр (*Digital Twin Instance*). Содержит в себе информацию по описанию элемента (оборудования), то есть данные о материалах, комплектующих, информацию от системы мониторинга оборудования.

3. Агрегированный двойник (*Digital Twin Aggregate*). Объединяет прототип и экземпляр, то есть собирает всю доступную информацию об оборудовании или системе.

Например, для компаний, которые эксплуатируют электрические сети, наиболее актуален двойник-экземпляр. Он основывается на математической модели сети. В таком цифровом двойнике может находиться информация о технических параметрах используемого оборудования (кабели, трансформаторы, выключатели и т.д.), дате его ввода в эксплуатацию, географические координаты, данные с измерительных устройств. Эту информацию используют для проведения расчетов по подключению новых потребителей, а также различных расчетов электрических сетей. Таким образом, для электрических сетей цифровой двойник включает базу данных с информацией о сети, которая интегрирована с другими ИТ-системами энергокомпании (*SCADA*, геоинформационная система, система управления активами и пр.). Эти вопросы рассмотрены подробнее в разделе 4.

С точки зрения области построения выделяют цифровых двойников продукта, процесса и системы [8]. “Цифровой двойник продукта” представляет собой виртуальную модель конкретного продукта. “Цифровой двойник процесса” имитирует производственные процессы. Виртуальный производственный процесс может создать различные сценарии и показать то, что произойдет при различных ситуациях. Это позволяет компании разрабатывать наиболее эффективную методику производства. “Цифровой двойник системы” — это виртуальные модели всей системы целиком (например, завода или фабрики). Они собирают огромные объемы операционных данных, производимых устройствами и продуктами в системе, получают представление и создают новые бизнес-возможности для оптимизации всех процессов.

Понятие цифрового двойника часто подменяют понятием “цифровой тени”. Цифровую тень можно определить как систему связей и зависимостей, описывающих поведение реального объекта, как правило, в нормальных условиях работы и содержащихся в избыточных больших данных, получаемых с реального объекта при помощи технологий промышленного интернета. Цифровая тень способна предсказать поведение реального объекта только в тех условиях, в которых осуществлялся сбор данных, но не позволяет моделировать другие ситуации [8]. Сравнение цифровых двойников и цифровых теней рассматривается, например, А. Боровковым в [16].

Цифровые образы — это сравнительно новое понятие. В [17] руководителем Национального центра когнитивных разработок Университета ИТМО (СПб) д.т.н. А.В. Бухановским сопоставляются цифровые модели, цифровые двойники и цифровые образы.

“Цифровая модель” определяется как компьютерная программа, которая позволяет рассчитывать характеристики поведения реального объекта в различных условиях внешней среды и ставить над объектом виртуальные эксперименты, что особенно важно в ситуациях, когда реальный эксперимент неприемлемо дорог или даже опасен, что в полной мере относится к энергетике.

Понятие “цифрового образа”, помимо моделей и данных объекта техники, включает в себя поведенческие и когнитивные модели связанной с ним человеческой деятельности (например, операторов оборудования, административного персонала). Когнитивные технологии основываются также на цифровых моделях, однако предназначенных для имитации принятия решений человеком в условиях неопределенности на основе накопленного опыта. Отмечается, что при обилии разнообразных данных о поведении реального объекта или его цифрового двойника даже квалифицированный эксперт не способен быстро и качественно проанализировать ситуацию, полагаясь только на свои органы чувств и мыслительные способности. Потому здесь на помощь приходят различные механизмы искусственного интеллекта, которые автоматизируют процесс интерпретации данных с целью определения значимых фактов для того, чтобы на их основе сформировать объективную оценку ситуации и предложить варианты дальнейших действий. При этом когнитивные технологии не могут заменить специалиста целиком: они лишь помогают избежать ошибок, неизбежных в условиях ограниченного времени на принятие решений, а также освобождают от рутинных действий, позволяя концентрировать внимание на действительно нетривиальных задачах [17]. Все вышесказанное можно отнести к разработке интеллектуальных систем поддержки принятия стратегических решений по развитию энергетики [5], используя, в том числе, когнитивные технологии. Представляется, что эти технологии могут быть применены при разработке интеллектуальных систем управления развитием энергетики.

3. Интеграция математических, информационных и онтологических моделей в цифровых двойниках и цифровых образах энергетических систем и комплексов. Возможность такой интеграции можно подтвердить схемой цифрового двойника, включающего математические, информационные и онтологические модели (рис. 1), на основе обобщения схемы, предложенной д.т.н. С.П. Ковалевым (ИПУ РАН) с соавторами в [18, 19]. Для нас важным в этой архитектуре является то, что главный компонент цифрового двойника — комплекс математических и экономических расчетных, имитационных, нейросетевых моделей, описывающих все аспекты поведения объекта. Возможно использование механизмов калибровки моделей в целях повышения их достоверности, в том числе путем машинного обучения [20]. В целях обеспечения удобного доступа к моделям в составе цифрового двойника их часто оформляют как сервисы [21]. Кроме того, в рис. 1 для нас важно, что слой математических моделей цифрового двойника “собирается” над онтологической моделью. Представляется, что на основе онтологических и математических (физико-технических) моделей отраслевых систем энергетики могут быть построены цифровые двойники этих систем. После решения вопросов обеспечения этих моделей данными, вопросов информационного взаимодействия с потоками данных и проведения вычислительных экспериментов на цифровых двойниках они могут быть рекомендованы для практического использования при построении интеллектуальных систем управления функционированием соответствующих систем энергетики.

Целесообразно рассматривать следующие этапы перехода к построению “цифровых двойников”, основанному на исследованиях отраслевых энергетических систем:

- 1) анализ существующих математических моделей и реализующих их компьютерных программ (программных комплексов);
- 2) онтологический инжиниринг предметной области (соответствующих энергосистем) и построение онтологических моделей;
- 3) модификация, при необходимости, математических моделей и реинжиниринг программ и программных комплексов (если последние перешли в категорию унаследованного программного обеспечения — *legacy software*);
- 4) определение исходных данных (состав, источники получения, возможность получения оперативных данных, базы данных и др.);

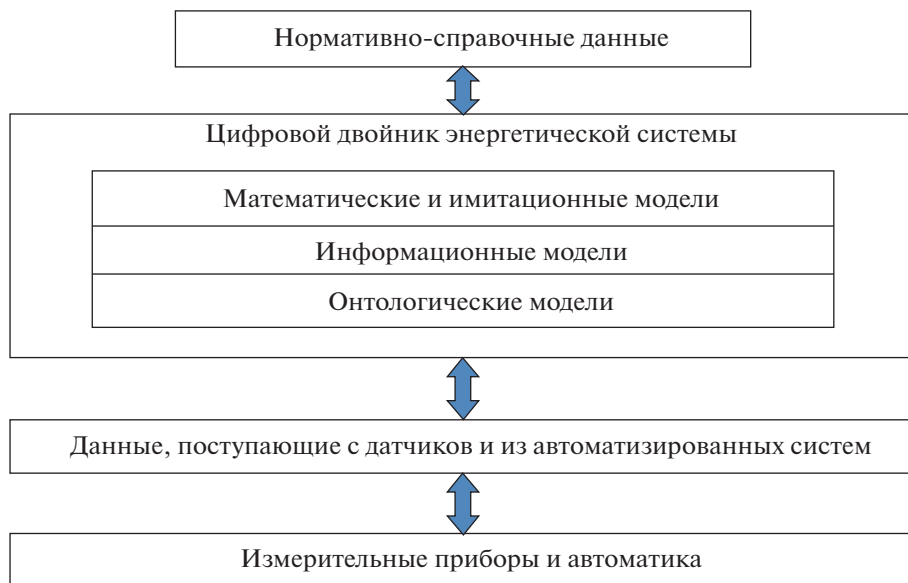


Рис. 1. Архитектура цифрового двойника энергетической системы.

5) разработка *web*-приложений и *web*-сервисов (или агентов-сервисов) для реализации цифровых двойников на основе прошедших реинжиниринг компьютерных программ;

6) реализация цифровых двойников энергетических систем (двойников–прототипов).

Более сложной задачей является построение “цифровых образов”, основанных на исследованиях развития ТЭК, которые, в свою очередь, могут использоваться при создании интеллектуальных систем управления развитием энергетики. Здесь ставится задача интеграции математических и семантических моделей (в первую очередь – когнитивных), опыт разработки которых отражен в [22, 23]. Полная библиография работ в области построения и применения интеллектуальных и когнитивных технологий приведена в [24].

При переходе к “цифровым образам” к вышеперечисленным этапам добавятся (после этапа 4) следующие этапы:

- Разработка когнитивных технологий (на основе семантических моделей);
- Интеграция математических моделей и когнитивных технологий;
- Реализация цифровых образов (прототипов) (аналогично цифровым двойникам-прототипам).

При этом необходимо использовать большой опыт проведения онтологического инжиниринга и построения онтологических моделей систем энергетики и ТЭК в целом (например, [25]).

4. Вопросы информационной обеспеченности при разработке цифрового двойника ЕЭС России для управления ее режимами. Сложившаяся к настоящему времени эффективно работающая иерархическая система диспетчерского и автоматического управления режимами Единой энергетической системы (ЕЭС) России обеспечивается детальной текущей измерительной информацией, получаемой от традиционных и векторных средств измерений систем SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) и СМПП (Система мониторинга переходных режимов). На основе получаемых данных формируются текущие информационные модели ЕЭС, Объединенных и Региональных

энергетических систем, являющиеся основой для решения технологических задач мониторинга и прогнозирования режимов и управления ими, реализуемых системой EMS (Energy Management System) на каждом уровне территориальной иерархии. Для управления режимами ЭЭС вырабатываются управляющие воздействия, выполняемые диспетчером и системой автоматического управления. Вопросы обработки информационных потоков при мониторинге и управлении режимами интеллектуальных электроэнергетических систем рассматривались, в частности, в [26].

Разработанная и используемая Системным оператором (СО) ЭЭС России распределенная иерархическая информационная модель ЭЭС является представительной развитой базой для формирования цифрового двойника энергообъединения на всех уровнях территориальной иерархии. Работа по формированию информационных моделей цифрового двойника представляется целесообразной по следующим направлениям.

- Цифровой двойник ЭЭС формируется как единое информационное пространство энергообъединения, реализованное по общим принципам и распределенное по уровням территориальной иерархии управления. На основе информации цифрового двойника с использованием единых принципов и методов конструируются информационные модели для решения конкретных задач управления режимами на каждом уровне иерархии. Отмеченные принципы формирования единого цифрового двойника ЭЭС гарантируют непротиворечивость результатов решения различных задач управления режимами энергообъединения на различных уровнях.

- Разработка и использование цифрового двойника ЭЭС, учитывая масштабы энергообъединения, необходимую детальность представления элементов системы и информационные возможности используемых средств измерения, связаны с работой с большими данными. Современные средства информационного обеспечения задач управления режимами (SCADA, СМПП) уже сейчас предоставляют огромные объемы информации [27], при этом полезно используется ее незначительная доля. Расширение этой доли может дать импульс к пониманию новых неожиданных, полезных или негативных, свойств объекта управления.

- При обработке и анализе больших объемов данных целесообразно использовать CIM-модели (Common Information Model) [28]. Технология CIM-моделей, основываясь на формате данных ODM (Open Model for Exchanging Power System Simulation Data), позволяет формировать модели любой сложности, которые потом могут быть конвертированы в любой известный или новый формат данных, используя дополнительно подключаемые модули. ODM является международным открытым стандартом обмена данными для моделирования ЭЭС, поддерживает расчеты динамических процессов. Модели CIM и ODM, в частности, используются в открытой информационной среде для решения энергетических задач InterPSS (международный проект, в разработке которого, в том числе, принимали участие сотрудники ИСЭМ СО РАН) [29]. Информация в формате CIM хранится в базе данных и может быть использована в различных приложениях ИТ-инфраструктуры при создании цифрового двойника ЭЭС и интеллектуальной системы управления ее режимами.

- В качестве технологий интеллектуальной поддержки принятия решений диспетчером целесообразно исследовать возможности онтологического, когнитивного и событийного моделирования, интегрированные в рамках ИТ-инфраструктуры. В последующем эти интеллектуальные технологии могут быть дополнены технологиями искусственных нейронных сетей, нечетких множеств и нечеткой логики, вейвлет-анализа и др.

Таким образом, цифровой двойник ЭЭС основывается на единой распределенной базе данных, которая должна быть интегрирована с другими ИТ-системами. Цифровой двойник должен синхронизировать информацию из разных источников таким об-

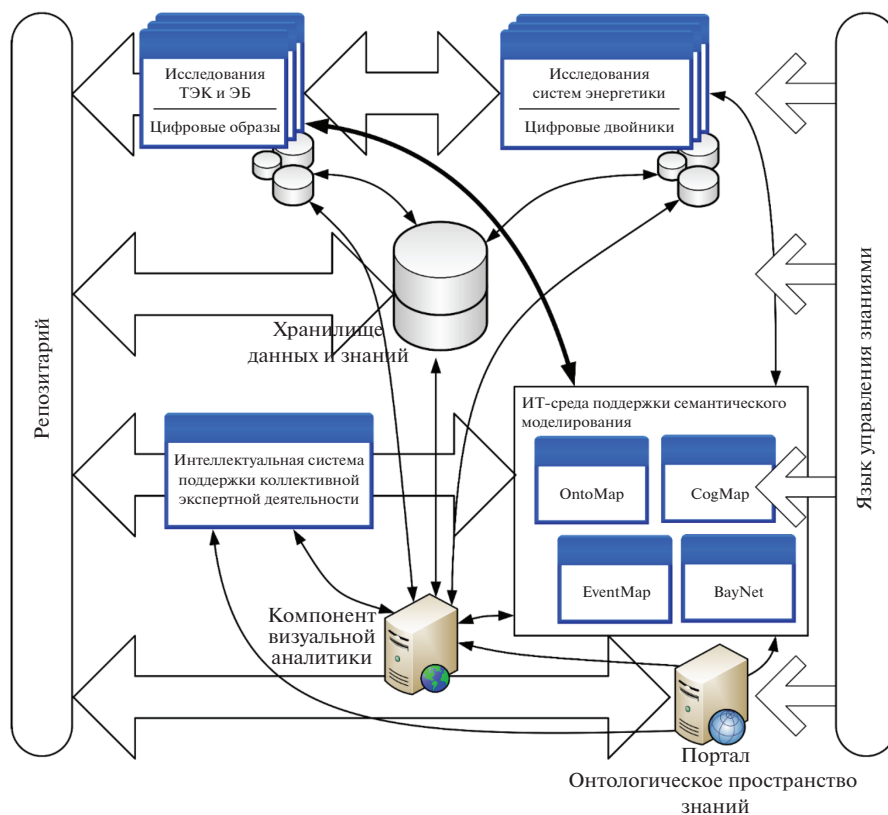


Рис. 2. Модифицированная архитектура многоагентной интеллектуальной среды (МАИС) как основа построения ИТ-инфраструктуры для разработки и исследования цифровых двойников и цифровых образов.

разом, чтобы они однозначно соответствовали текущему состоянию системы и с требуемой точностью отражали характеристики элементов и системы в целом.

Опираясь на анализ приведенных источников и собственный опыт в области разработки интеллектуальных СППР и ИТ-инфраструктуры научных исследований, авторы предлагают изложенный далее подход к организации системных исследований в энергетике с использованием современных концепций цифровизации, основанный на создании интеллектуальной ИТ-инфраструктуры.

5. Существующие предпосылки создания ИТ-инфраструктуры для разработки и исследования цифровых двойников и цифровых образов. В [5] были рассмотрены основные уровни (этапы) исследований и поддерживающие их инструментальные средства и предложена архитектура многоагентной интеллектуальной инструментальной среды (МАИС) на основе разработанного подхода к построению многоагентных систем, изложенного в [30]. На рисунке 2 приведена модифицированная архитектура МАИС, которую предлагается рассматривать как основу разрабатываемой ИТ-инфраструктуры.

Модификация заключается в первую очередь в том, что при реализации ИТ-инфраструктуры предлагается исследования топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и проблем энергетической безопасности (ЭБ) (см. рис. 2 вверху слева) основывать на “цифровых образах” ТЭК, а исследования отраслевых систем энергетики (см. рис. 2

вверху справа) — на “цифровых двойниках” соответствующих систем, что потребует выполнения выше перечисленных этапов перехода от существующих математических моделей и реализующих программных комплексов и БД к цифровым двойникам и цифровым образам. Соответственно, это повлияет на характер взаимосвязей между компонентами ИТ-инфраструктуры, в первую очередь, с Хранилищем данных и знаний, Репозитарием и Порталом, поддерживающим онтологическое пространство знаний.

Основными компонентами ИТ-инфраструктуры являются следующие:

1. Цифровые образы ТЭК и цифровые двойники отраслевых систем энергетики на основе математических моделей и баз данных для исследований ТЭК и отраслевых систем энергетики.

2. Хранилище данных и знаний (для хранения баз знаний, семантических моделей и баз данных).

3. Интеллектуальная ИТ-среда для поддержки семантического моделирования, интегрирующая инструментальные средства *OntoMap*, *CogMap*, *EventMap*, *BayNet* и компонент для интеграции семантических и математических моделей.

4. Интеллектуальная система поддержки коллективной экспертной деятельности, интегрирующая проблемно-ориентированные экспертные системы и обеспечивающая поддержку согласования экспертных решений.

5. Средства визуальной аналитики и когнитивной графики, основанные на 3D-визуализации (развитие Геокомпонента).

6. Репозитарий для хранения описаний всех интеллектуальных и информационных ресурсов, поддерживаемых МАИС.

7. Язык управления знаниями (*Knowledge Management Language — KML*) для обеспечения взаимосвязи и взаимодействия всех компонентов (агентов) МАИС.

8. Портал, поддерживающий онтологическое пространство знаний в области энергетики.

9. Средства обеспечения кибербезопасности.

Следует отметить, что имеются реализации научных прототипов основных компонентов МАИС, перечисленные выше. Целесообразность и возможность перехода от математических моделей и компьютерных программ в исследованиях энергетики к цифровым двойникам и цифровым образам подробно обосновывалась в [31].

Предполагаются две стадии построения цифровых двойников и цифровых образов: 1) разработка технологии, основанной на сборе информации и ее хранении для выполнения исследований и построения опытных образцов — прототипов цифровых двойников и цифровых образов, в рамках ИТ-инфраструктуры комплексных иерархических исследований в энергетике; 2) разработка технологии, основанной на апробации взаимодействия прототипов цифровых двойников и цифровых образов с информационными потоками, как основы для создания интеллектуальных систем управления развитием и функционированием энергетических систем и комплексов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагается подход к построению ИТ-инфраструктуры для создания интеллектуальных систем управления развитием и функционированием систем энергетики, основанный на использовании цифровых двойников и цифровых образов, разработка и отладка которых выполняются в ходе проведения системных исследований энергетики, при поддержке интеллектуальной ИТ-инфраструктуры. Рассмотрены основные понятия современных трендов: цифровой двойник, цифровой образ, цифровая тень. Показано, что в ИСЭМ СО РАН имеются все предпосылки для реализации предлагаемого подхода как в области математического моделирования, так и в области онтологического инжиниринга и когнитивных технологий. Рассмотрены вопросы информационной обеспеченности на примере цифрового двойника ЕЭС России для управле-

ния ее режимами. Для поддержки таких исследований обосновывается необходимость разработки соответствующей ИТ-инфраструктуры. Приведена модифицированная архитектура многоагентной интеллектуальной инструментальной среды (МАИС), которая может стать основой такой инфраструктуры. Перечислены основные компоненты МАИС, научные прототипы которых уже реализованы.

Результаты получены в рамках выполнения проекта по госзаданию ИСЭМ СО РАН АААА-А17-117030310444-2 (проект № 349-2016-0005) и при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ № 19-07-00351, № 18-07-00714; авторы выражают благодарность Российскому фонду фундаментальных исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бердников Р.Н., Бушуев В.В., Васильев С.Н., Веселов Ф.В., Воропай Н.И. и др. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. М.: ФСК ЕЭС, 2012. 219 с.
2. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Изв. РАН. Энергетика. 2014. № 1. С. 64–78.
3. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных направлений СЭИ–ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2010. 686 с.
4. Воропай Н.И., Клер А.М., Кононов Ю.Д., Санеев Б.Г., Сендеров С.М., Стенников В.А. Методические основы стратегического планирования развития энергетики // Энергетическая политика. 2018. № 3. С. 35–44.
5. Массель Л.В. Методы и интеллектуальные технологии научного обоснования стратегических решений по цифровой трансформации энергетики / Энергетическая политика. 2018. № 5. С. 30–42.
6. Отчет о разработке стратегической программы исследований технологической платформы “Интеллектуальная энергетическая система России” <http://rosenergo.gov.ru/data/attach> (дата обращения 25.03.2020).
7. Технологическая платформа “Интеллектуальная электроэнергетическая система России” http://rosenergo.gov.ru/regulations_and_methodologies/tehnologicheskaya_platforma_tp_ies (дата обращения 09.04.2020).
8. Кокорев Д.С., Юрин А.А. Цифровые двойники: понятие, типы и преимущества для бизнеса. Colloquium-journal // Technical science. 2019. № 10(34). С. 31–35. <https://doi.org/10.24411/2520-6990-2019-10264>
9. El Saddik A. Digital twins: the convergence of multimedia technologies // IEEE MultiMedia. 2018. V. 25. №. 2. P. 87–92.
10. Glaessgen E., Stargel D. The digital twin paradigm for future NASA and US Air Force vehicles // 53rd AIAA/ASME/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics and Materials Conference 20th AIAA/ASME/AHS Adaptive Structures Conference 14th AIAA. 2012. P. 1818.
11. Michael W. Grieves. Digital Twin: Manufacturing Excellence through Virtual Factory Replication. LLC. 2014. 7 p.
12. Rosen R., Wichert G., Lo G., Bettenhausen K. About The Importance of Autonomy and Digital Twins for the Future of Manufacturing. IFAC-PapersOnLine. 2015. P. 567–572.
13. Söderberg R. et al. Toward a Digital Twin for real-time geometry assurance in individualized production // CIRP Annals. 2017. T. 66. № 1. P. 137–140.
14. Tao F. et al. Digital twin-driven product de-sign framework // International Journal of Production Research. 2018. P. 1–19.
15. Никитина Е. Попали в сети: как работают цифровые двойники в электроэнергетике. Режим доступа: <https://pro.rbc.ru/news/5db1b59a9a79474bb142a3fe> (дата обращения 24.11.2019).
16. Боровков А. Цифровые двойники и цифровые тени в высокотехнологичной промышленности. Режим доступа: <https://4science.ru/articles/Cifrovie-dvoyniki-i-cifrovie-teni-v-visokotehnologichnoi-promishlennosti> (дата обращения 24.11.2019).
17. Бухановский А.В. Цифровые двойники ведут нас в седьмой технологический уклад // Газета “Энергетика и промышленность России”. № 07(363), апрель 2019 г.
18. Андриюшкевич С.К., Ковалев С.П., Неведов Е. Подходы к разработке и применению цифровых двойников энергетических систем // Цифровая подстанция. 2019. № 12. С. 38–43.
19. Andryushkevich S.K., Kovalyov S.P., Nefedov E. Composition and application of power system digital twins based on ontological modeling // Proc. 17th IEEE Intl. Conf. on Industrial Informatics INDIN’19. Helsinki-Espoo, Finland: IEEE. 2019. P. 1–6.
20. Frolov D. How machine learning empowers models for digital twins // Benchmark. July 2018. P. 48–53.

21. Qia Q., Taao F., Zuoa Y., Zhaob D. Digital twin service towards smart manufacturing // *Procedia CIRP*. 2018. V. 72. P. 237–242.
22. Массель Л.В., Массель А.Г. Интеллектуальные вычисления в исследованиях направлений развития энергетики // *Известия Томского политехнического университета. Управление, вычислительная техника и информатика*. 2012. Т. 321. № 5. С. 135–141.
23. Массель Л.В., Массель А.Г. Семантические технологии на основе интеграции онтологического, когнитивного и событийного моделирования // *Открытые семантические технологии для интеллектуальных систем*. Минск: Белорусский государственный университет информатики и радиоэлектроники. 2013. № 3. С. 247–250.
24. Массель Л.В. Проблемы создания интеллектуальных систем семиотического типа для стратегического ситуационного управления в критических инфраструктурах // *Информационные и математические технологии в науке и управлении*. Научный журнал. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2016. № 1. С. 7–27.
25. Массель Л.В., Ворожцова Т.Н., Пяткова Н.И. Онтологический инжиниринг для поддержки принятия стратегических решений в энергетике // *Онтология проектирования*. 2017. Т. 7. № 1(23). С. 66–76.
<https://doi.org/10.18287/2223-9537-2017-7-1-66-76>
26. Массель Л.В., Колосок И.Н., Гурина Л.А. Обработка информационных потоков при мониторинге и управлении режимами интеллектуальных электроэнергетических систем / *Вестник ИрГТУ*. 2013. № 2(73). С. 30–35.
27. Дубинин Д.М. Актуальные задачи развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений для задач управления в электроэнергетике // *Доклад на заседании НТС СО ЕЭС*. (06.12. 2019).
28. Кирпичев К.Ю., Соловьев С.Ю. Интеграция информационных систем предприятий электроэнергетики на базе СИМ-модели // *Информатизация и системы управления в промышленности*. 2008. № 3(19).
29. Массель Л.В., Бахвалов К.С. Открытая интеграционная среда InterPSS как основа ИТ-инфраструктуры Smart Grid / *Вестник ИрГТУ*. 2012. № 7(67). С. 6–10.
30. Массель Л.В., Гальперов В.И. Разработка многоагентных систем распределенного решения энергетических задач с использованием агентных сценариев // *Известия Томского политехнического университета*. 2015. Т. 326. № 5. С. 45–53.
31. Массель Л.В., Массель А.Г., Копайгородский А.Н. Эволюция технологий исследований энергетики и применения их результатов: от математических моделей и компьютерных программ к цифровым двойникам и цифровым образам // *Информационные и математические технологии в науке и управлении*. 2019. № 4(16). С. 5–19.
<https://doi.org/10.25729/2413-0133-2019-4-01>

IT-Infrastructure for Construction of Intelligent Management Systems of Development and Functioning of Energy Systems Based on Digital Twins and Digital Images

N. I. Voropai^a, L. V. Massel^a, I. N. Kolosok^a, and A. G. Massel^{a,*}

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

^{*}*e-mail: amassel@gmail.com*

An approach to the construction of IT-infrastructure for creation of intelligent management systems for the development and functioning of energy systems is proposed, based on the application of the results of system studies of energy sector using modern conceptions — digital twins and digital images. The role of cognitive technologies in creating of digital images is considered. Two stages of building digital twins and digital images are distinguished: 1) development of a technology based on the collection of information and its storage for research and construction of the digital twins and digital images prototypes; 2) development of a technology for testing the interaction of the digital twins and digital images prototypes with information flows, as the basis for creating of intelligent management systems for the development and functioning of energy systems and complexes. The issues of information procuring are considered on the example of the development of a digital double of EES for controlling its modes. It is proposed to develop an IT-infrastructure for complex hierarchical studies of energy to support these technologies, based on a modified architecture of a multi-agent intelligent instrumental environment and available prototypes of its basic components.

Keywords: energy systems, intelligent management systems, digital twins, digital images, mathematical, informational, ontological models, cognitive technologies

УДК 620.9:338.3

МОДИФИКАЦИЯ МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ КОМПЛЕКСНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗАДАЧАХ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

© 2021 г. Ф. В. Веселов¹, *, **, А. С. Макарова¹, Т. В. Новикова¹, Т. Г. Панкрушина¹¹Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия

*e-mail: info@eriras.ru

**e-mail: erifedor@mail.ru

Поступила в редакцию 10.09.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Сформированы предложения по совершенствованию методического подхода к экономической оценке сравнительной эффективности энергетических технологий для электро- и теплоснабжения потребителей и определению зон конкурентоспособности электростанций комбинированного цикла (ТЭЦ) в задачах долгосрочного планирования электроэнергетики и формирования рациональной структуры генерирующих мощностей в ЕЭС России. Рассмотрены вопросы подготовки исходной технико-экономической информации и примеры расчетов и сопоставления технологий по удельной стоимости энергоснабжения (LCOQ).

Ключевые слова: электроэнергетика, энергетические технологии, электростанции комбинированного цикла, теплоснабжение, эффективность

DOI: 10.31857/S0002331021010167

ВВЕДЕНИЕ

Сложившаяся в России структура генерирующих мощностей отличается высокой долей ТЭЦ (примерно 37% мощности и выработки всех электростанций). Активное развитие теплофикации в предшествующие годы было обусловлено высокой эффективностью использования топлива на ТЭЦ, у которых коэффициент полезного использования топлива (КПИТ) достигает 85% и выше, тогда как для конденсационных электростанций на газе (например, ПГУЭС), эффективность преобразования топлива не превышает 50–55%, а на угле – всего 40–45%.

Технико-экономический анализ перспектив развития теплофикации традиционно является одной из важнейших задач разработки отраслевых стратегических документов, прежде всего – Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, наряду с задачами обоснования эффективных направлений обновления действующих электростанций (включая и ТЭЦ), а также обеспечения потребности в новой конденсационной мощности [1].

Первым, и очень важным, этапом решения перечисленных выше задач является оценка конкурентоспособности разных типов генерирующих технологий по показателям удельной стоимости их продукции. Результаты такого анализа являются основой для последующей оптимизации масштабов участия генерирующих технологий в прогнозных балансах мощности и электроэнергии ЕЭС России, исходя из минимума сум-

марных дисконтированных затрат за весь период прогноза (с учетом последствий принимаемых инвестиционных решений в течение последующих 15–20 лет) [2].

В большинстве случаев (например, при выборе приоритетных решений по обновлению ТЭС или наиболее эффективных вариантов обеспечения потребности в новой конденсационной мощности) оценка конкурентоспособности выполняется для однопродуктовых генерирующих технологий, производящих только электроэнергию. Однако ТЭЦ являются двухпродуктовой технологией совместного производства тепловой (для промышленных нужд, отопления и горячего водоснабжения) и электрической энергии. Это отражается на ее основных технико-экономических показателях (капитальных, топливных и условно-постоянных затратах), соответствующих обеспечению единого процесса производства двух энергоносителей. Эта технологическая особенность существенно усложняет задачу корректного экономического сопоставления ТЭЦ с другими типами электростанций.

1. СУЩЕСТВУЮЩИЙ МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ

До настоящего времени при решении задач планирования развития энергосистем в российской и мировой практике [3–5] традиционным способом предварительной оценки конкурентоспособности технологий производства электроэнергии для однопродуктовых электростанций (не только тепловых, но и атомных, ветряных, солнечных, гидроэлектростанций) является их сопоставление по показателю удельных дисконтированных затрат или удельной дисконтированной стоимости электроэнергии ($LCOE_i$), рассчитываемой по формуле:

$$LCOE_i = \frac{\sum_{t=1}^{T_i^{СТР}+T_i^{ЭКСП}+T_i^{ДЕМ}} \left(KB_{i,t} + I_{i,t}^{ТОПЛ} + I_{i,t}^{ПОСТ} + I_{i,t}^{ПАРН} + 3_{i,t}^{ДЕМ} \right) (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_i^{ЭКСП}} W_{i,t}^{ОТП} (1+d)^{-t}}, \quad (1)$$

где d – ставка дисконтирования; $KB_{i,t}$ – капитальные вложения в год t ; $I_{i,t}^{ТОПЛ}$ – топливная составляющая эксплуатационных затрат в год t ; $I_{i,t}^{ПОСТ}$ – условно-постоянная составляющая эксплуатационных затрат в год t ; $I_{i,t}^{ПАРН}$ – плата за выбросы парниковых газов (применяется при введении соответствующих механизмов); $3_{i,t}^{ДЕМ}$ – затраты на вывод из эксплуатации в год t ; $W_{i,t}^{ОТП}$ – полезный отпуск электрической энергии в год t , равный объему ее годового производства, уменьшенного на величину потребления электрической энергии на собственные и (или) хозяйственные нужды.

При определении подобного показателя для двухпродуктовых ТЭЦ в российской и мировой практике [3] удельная дисконтированная стоимость электроэнергии от ТЭЦ ($LCOE_i^{ТЭЦ}$) рассчитывается как разность суммарных дисконтированных затрат электростанции на производство обоих видов продукции за вычетом “выручки” от продажи отпускаемого потребителям тепла по формуле:

$$LCOE_i^{ТЭЦ} = \frac{\sum_{t=1}^{T_i^{СТР}+T_i^{ЭКСП}+T_i^{ДЕМ}} \left(KB_{i,t} + I_{i,t}^{ТОПЛ} + I_{i,t}^{ПОСТ} + I_{i,t}^{ПАРН} + 3_{i,t}^{ДЕМ} - G_{i,t} \cdot \Pi_{теп} \right) (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_i^{ЭКСП}} W_{i,t}^{ОТП} (1+d)^{-t}}, \quad (2)$$

где $G_{i,t}$ – годовой отпуск тепловой энергии; $\Pi_t^{\text{теп}}$ – стоимость тепловой энергии в год t . При этом топливные затраты (и соответствующие объемы платы за выбросы парниковых газов) рассчитываются на полный расход органического топлива для производства как электрической, так и тепловой энергии.

Значение показателя стоимости тепловой энергии (или heat credit по [4]) в формуле (2) нередко принимается на основе действующих тарифов на отпуск теплоэнергии с коллекторов ТЭЦ. Однако методически более корректно оценивать это значение по удельной дисконтированной стоимости тепловой энергии замыкающего источника – новой котельной:

$$\Pi_t^{\text{теп}} = LCOH_i^{\text{кот}} = \frac{T_i^{\text{стр}} + T_i^{\text{эксп}} + T_i^{\text{дем}} \sum_{t=1} \left(KB_{i,t} + I_{i,t}^{\text{топл}} + I_{i,t}^{\text{эл. эн}} + I_{i,t}^{\text{пост}} + I_{i,t}^{\text{парн}} + 3_{i,t}^{\text{дем}} \right) (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_i^{\text{эксп}}} G_{i,t} (1+d)^{-t}}, \quad (3)$$

$$i = i_{\text{кот}},$$

где слагаемое $I_{i,t}^{\text{эл. эн}}$ в формуле (3) характеризует затраты на покупку электроэнергии для производственных нужд котельной.

Такой подход позволяет достаточно просто включать ТЭЦ в сравнение альтернативных технологий производства электроэнергии наряду с однопродуктовыми типами электростанций: КЭС и АЭС. Однако при этом объективно недооценивается системная роль ТЭЦ как источника централизованного тепла, для которого основным является обеспечение потребителей тепловой энергией, а электроэнергия рассматривается как побочный продукт.

В современной российской практике отраслевого и территориального планирования обоснование инвестиционных решений по строительству ТЭЦ выполняется при разработке “Схем теплоснабжения” населенных пунктов, где они сопоставляются с вариантами обеспечения потребителей теплом на базе котельных. Однако, в контур задач, решаемых в “Схемах теплоснабжения”, не включаются в полной мере вопросы снабжения потребителей электроэнергией. Это, в свою очередь, приводит к недооценке роли ТЭЦ как комбинированного источника электро- и теплоснабжения.

Для преодоления этих недостатков целесообразно использовать более комплексный подход к экономическому сопоставлению не отдельных электро- и/или теплогенерирующих технологий, а их комбинаций, обеспечивающих комплексное энергообеспечение условного территориального энергоузла (ЭУ), исходя из заданных постоянными или переменными во времени объемов его спроса на электрическую и тепловую энергию $\{E_t, G_t\}$.

2. МОДИФИЦИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ

В общем случае выделяется два типа схем энергоснабжения, обеспечивающих заданные объемы спроса ЭУ за счет реализации:

- комбинированной схемы на базе единственного источника – ТЭЦ, использующей различные энергоресурсы (газ, уголь, биомассу, отходы и проч.) и разные технологии их преобразования для одного энергоресурса (например, парогазовые, газотурбинные, газопоршневые или паротурбинные блоки газовых ТЭЦ);
- раздельной схемы, сочетающей источник электроэнергии (КЭС или АЭС) и источник тепла – котельную, работающую на газе, угле, биомассе, либо электрокотельную, использующую электроэнергию от КЭС или АЭС.

1. При использовании предлагаемого модифицированного подхода экономическая оценка комбинированной схемы энергоснабжения может выполняться для нескольких

технологий ТЭЦ с различной единичной тепловой мощностью блоков и количеством этих блоков, но, как правило, рассматривается типовая двухблочная ТЭЦ. В каждом случае расчет полных дисконтированных затрат для ТЭЦ выполняется исходя из следующих допущений.

Во-первых, предполагается, что ТЭЦ полностью обеспечивает годовую потребность условного ЭУ в тепловой энергии G_p , которая задается сценарно с учетом единичной тепловой мощности блоков и количества этих блоков, продолжительности отопительного периода в различных климатических зонах и соотношения промышленных и коммунально-бытовых нагрузок (влияющего на доли тепловой энергии на отопление и нужды горячего водоснабжения). При этом для гарантированного обеспечения потребности ЭУ в тепловой энергии на ТЭЦ предусматривается установка пиковых водогрейных котлов.

Во-вторых, величина годовой потребности условного ЭУ в электроэнергии E_t также задается сценарно исходя из его типа, зависящего от соотношения промышленных и коммунально-бытовых электрических нагрузок.

В-третьих, режим использования электрической мощности ТЭЦ выбирается таким, чтобы полностью обеспечить заданный спрос на электроэнергию ($W_{i,t} = E_t$), в том числе за счет работы ТЭЦ в конденсационном режиме (с более высоким удельным расходом топлива). В случае, если выбранной электрической мощности ТЭЦ все же недостаточно для обеспечения заданного спроса на электроэнергию даже при максимально возможном значении КИУМ ($W_{i,t} - E_t < 0$), предполагается, что недостающий объем покупается на рынке электроэнергии. При расчете полных дисконтированных затрат ТЭЦ затраты на покупку учитываются дополнительным слагаемым, а их величина рассчитывается по топливной составляющей ПГЭС (в Европейской части ЕЭС) или новой угольной КЭС (в ОЭС Сибири и Востока). В случае, если в силу технологических особенностей ТЭЦ обязательный объем производства электроэнергии в теплофикационном режиме оказывается выше заданного спроса ($W_{i,t} - E_t > 0$), предполагается, что избыточный объем продается на рынке электроэнергии и при расчете полных дисконтированных затрат ТЭЦ он также оценивается по топливной составляющей ПГЭС или угольной КЭС, но отрицательной величиной.

Для определения удельных показателей стоимости энергоснабжения рассматриваемого ЭУ полные дисконтированные затраты ТЭЦ относятся к общему количеству отпущенной потребителям энергии (электрической и тепловой), оцениваемой в единых энергетических единицах – джоулях:

$$Q_t = 3.6E_t + 4.19H_t. \quad (4)$$

В итоге удельная дисконтированная стоимость энергоснабжения от ТЭЦ определяется следующей формулой:

$$LCOQ_i^{\text{ТЭЦ}} = \frac{T_i^{\text{стр}} + T_i^{\text{экуп}} + T_i^{\text{дем}}}{\sum_{t=1}^{T_i^{\text{экуп}}} \left(KB_{i,t} + I_{i,t}^{\text{топл}} + I_{i,t}^{\text{пост}} + I_{i,t}^{\text{парн}} + 3I_{i,t}^{\text{дем}} + I_{i,t}^{\text{деф.эн}} - I_{i,t}^{\text{изб.эн}} \right) (1+d)^{-t}} \quad (5)$$

$$\sum_{t=1}^{T_i^{\text{экуп}}} Q_t (1+d)^{-t}$$

В отличие от формулы (1), в числителе формулы (5) добавились слагаемые, характеризующие затраты на покупку недостающей электроэнергии ($I_{i,t}^{\text{деф.эн}}$) или продажу избыточной электроэнергии от ТЭЦ в энергосистему ($I_{i,t}^{\text{изб.эн}}$), а в знаменателе вместо показателя объема отпущенной электроэнергии используется показатель общего объема отпущенной потребителям энергии.

2. Для *раздельной схемы энергоснабжения* условного ЭУ расчет полных дисконтированных затрат на обеспечение заданной потребности в тепловой и электрической энергии выполняется несколько иным образом.

Во-первых, установленная тепловая мощность котельной (Гкал/ч), необходимая для обеспечения годовой потребности ЭУ в тепловой энергии G_r , выбирается эквивалентно тепловой мощности сравниваемой ТЭЦ, что позволяет исключить из расчета дополнительные неопределенности, связанные с разным уровнем затрат на транспортировку тепла, которые всегда индивидуальны для конкретных населенных пунктов. При этом также учитывается необходимость резервирования тепловой мощности котельной (на ТЭЦ резервирование обеспечивается пиковыми водогрейными котлами).

Удельная дисконтированная стоимость тепла от котельной ($LCOH_i^{\text{кот}}$) при этом определяется по формуле (3).

Во-вторых, удельная стоимость электроэнергии от КЭС или АЭС ($LCOE_j$), рассматриваемых в составе раздельной схемы, определяется для базового режима работы этих электростанций (КИУМ 80–85% для КЭС, 85–90% АЭС) по формуле (1). В отличие от ТЭЦ, предполагается, что мощность этих электростанций существенно превышает заданный уровень нагрузки рассматриваемого ЭУ, т.к. режим использования электрической мощности этих станций определяется потребностями энергосистемы в целом.

В-третьих, суммарные дисконтированные затраты на энергоснабжение условного ЭУ определяются в виде суммы затрат на покупку требуемого объема электроэнергии от КЭС или АЭС по $LCOE_j$, а тепла — от котельной по $LCOH_i^{\text{кот}}$. В соответствии с этим для раздельной схемы, как и для комбинированной, удельная стоимость энергоснабжения относится на единицу общего количества энергии (электрической и тепловой), отпущенной потребителям:

$$LCOQ_i^{\text{разд}} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{\text{экс}}} (LCOE_j E_t + LCOH_i^{\text{кот}} G_t) (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_{\text{экс}}} Q_t (1+d)^{-t}}. \quad (6)$$

Данная формула применима не только к вариантам раздельного энергоснабжения с котельными на газе или угле, но и с электрокотельными. В этом случае “топливные” затраты определяются исходя из удельного расхода электроэнергии на производство тепла и ее стоимости соответствующей $LCOE$ КЭС или АЭС, рассматриваемой в качестве источника электроэнергии.

Поскольку наряду с перечисленными факторами на конкурентоспособность технологий комбинированного производства (ТЭЦ) и альтернативных схем раздельного энергоснабжения в еще большей мере влияют региональные факторы, то она не может определяться “по стране в целом”. При этом к традиционно (и сильно) различающимся по территории России уровням цен топлива и удельных капиталовложений в электростанции и котельные добавляются различия в продолжительности отопительного периода, а также соотношении тепловой и электрической нагрузки потребителей в разных типах ЭУ.

3. ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ ИСХОДНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Эффективность применения любых методических подходов и модельного инструментария для сравнительного анализа и оптимизации масштабов развития разных типов генерирующих технологий в энергосистеме критически зависит от полноты и адекватности исходной технико-экономической информации.

При выполнении работ, связанных с перспективным планированием и прогнозированием в электроэнергетике, важнейшей задачей, предваряющей расчетные процедуры, является подготовка актуальных технико-экономических показателей генерирующих технологий, т.е. типовых проектов, характеризующих разные классы инвестиционных решений по обновлению и строительству новых электростанций.

Для решения этой задачи по перспективным типам атомных электростанций можно опираться на проектные данные (или целевые требования) по новым типам реакторов на тепловых (ВВЭР-ТОИ) и быстрых нейтронах (РБН), которые формируются в рамках постоянной работы соответствующих подразделений ГК «Росатом» [6]. Однако для тепловых электростанций задача подготовки адекватной технико-экономической информации осложняется несколькими факторами. Во-первых, несмотря на оживление инвестиционной активности в рамках программ гарантирования доходности по договорам на поставку мощности (ДПМ), в стране (прежде всего — в теплоэнергетике) отсутствует система регулярного типового проектирования, способствующая оптимизации и тиражированию наиболее эффективных технических решений по обновлению и строительству новых электростанций. Этому объективно препятствуют сложившаяся децентрализация проектной деятельности, ее полное замыкание на корпоративном уровне при ограниченности доступа к проектным данным отдельных генерирующих компаний, устранение из этой деятельности государства как заказчика проектных работ, необходимых, в том числе, и для определения (оценки) долгосрочного внутреннего спроса на энергетическое и электротехническое оборудование для соответствующих отраслей промышленности. Одним из немногих примеров систематизации фактических проектных данных являются работы компании Ламайер, выполненные в 2009 году и актуализированные в 2018 году, позволившие сформировать нормативные показатели стоимости новых КЭС с блоками разной единичной мощности для проектов ДПМ. Во-вторых, по ряду типов нового энергетического оборудования в России еще не реализован полный (или глубоко локализованный) цикл его производства. Это затрудняет оценку того, насколько серийно производимое в стране оборудование будет выигрывать по цене и производственным характеристикам у импортных аналогов.

Наиболее критична ограниченность технико-экономической информации по удельным капиталовложениям новых тепловых электростанций. До настоящего времени базой для оценки стоимости строительства типовых новых КЭС остаются нормативные показатели, установленные для проектов ДПМ [7]. Как показано в [8], на основе этих показателей могут быть сформированы диапазоны удельных капиталовложений в ПГЭС и угольные КЭС, учитывающие укрупненную структуру их капитальных затрат и неопределенность объемов использования и стоимости современного отечественного оборудования. Для обеспечения сопоставимости полученных оценок по временному фактору все составляющие удельных капиталовложений приводятся к ценам соответствующего расчетного года на основе нормативной базы Минстроя России. В таблице 1 представлена совокупность технико-экономических показателей для типовых новых ПГЭС, ГТЭС и угольной КЭС, используемых далее для оценки стоимости энергоснабжения при раздельной схеме, приведенной к ценам начала 2020 года.

Для обеспечения сопоставимости оценок конкурентоспособности новых электростанций с учетом их территориального размещения по разным энергозонам (ОЭС) ЕЭС России типовые значения удельных капиталовложений корректируются соответствующими коэффициентами, отражающими изменение стоимости строительно-монтажных работ (СМР) из-за удаленности (и необходимости дополнительных транспортных расходов), а также из-за климатических, сейсмических и т.д. факторов. При этом для тепловых электростанций используются нормативные климатические коэффициенты, а также коэффициенты сейсмичности, утвержденные для проектов ДПМ [7]. Так, для большинства регионов ОЭС Центра и Северо-Запада климатический ко-

Таблица 1. Базовые значения технико-экономических показателей однопродуктовых ТЭС разного типа

Показатели	Единицы измерения	ПГЭС	КЭС на угле	ГТЭС
Установленная мощность	МВт	400	660	110
Удельные капиталовложения (мин/макс), без НДС	1 кв. 2020 г./кВт	39100 48900	71600 79700	17600 22000
Условно-постоянные затраты	% от УКВ	3.0	2.9	3.0
Год ввода в баланс	лет	3	5	2
Удельный расход топлива	кг у.т./кВт ч	0.225	0.300	0.340
Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды	%	3.3	6.9	2
Число часов использования установленной мощности	ч/г.	6000	6000	6000
Срок эксплуатации	лет	30	40	20

эффект принимается на уровне 1.15, для регионов ОЭС Урала и Волги – 1.225, а для Сибири и Тюменской области – 1.3.

Приведенные выше показатели для однопродуктовых типов тепловых электростанций необходимы как для оценки *LCOQ* при раздельной схеме энергоснабжения, так и для определения диапазонов удельных капиталовложений в ТЭЦ.

Результаты обобщения проектных данных по газовым и угольным ТЭЦ с блоками разной единичной мощности позволили, во-первых, оценить удорожание теплофикационных блоков по сравнению с конденсационными аналогичной технологии и мощности. Как было показано в [9], удельные капиталовложения в крупные теплофикационные блоки на базе ПГУ 450 МВт примерно на 10% выше, чем у сопоставимых по установленной мощности КЭС с аналогичным оборудованием (ПГУ-400).

Во-вторых, на основе анализа проектных данных были построены кривые, отражающие их “эффект масштаба”, т.е. увеличение УКВ для блоков с меньшей единичной мощностью. Зависимость капиталоемкости от единичной мощности блока для ПГ-ТЭЦ представлена на рис. 1. Можно отметить немонотонный характер кривой и более быстрый рост удельных капиталовложений при снижении мощности блоков: если при переходе от 400 к 200 МВт УКВ они растут примерно на 10%, то при переходе от 200 к 100 МВт – уже на 20%.

Сравнительный анализ типовых решений строительства ПГ-ТЭЦ и ГТ-ТЭЦ с использованием одинаковых типов газотурбинных установок показал, что установка паровой турбины вместо котла-утилизатора приводит к увеличению УКВ в ПГ-ТЭЦ по сравнению с ГТ-ТЭЦ в среднем на 20%. В соответствии с этим, так же как и для парогазовых ТЭЦ, для оценки УКВ различных типов ГТ-ТЭЦ была сформирована их “кривая масштаба” (рис. 1).

Аналогичные зависимости были получены и для удельных капиталовложений в угольные ТЭЦ, в том числе учитывающие соотношения их нормативных значений для КЭС мощностью 225 МВт и выше и ТЭЦ меньшей мощности, определенных для проектов, реализуемых по программе ДПМ ТЭС. Анализ показал, что разница УКВ в крупные угольные КЭС и ТЭЦ составляет порядка 10%.

Сводная характеристика принятых для расчетов диапазонов удельных капиталовложений и другие технико-экономические показатели разных типов ТЭЦ приведены в табл. 2.

Особенностью работы ТЭЦ является то, что лишь часть тепла отпускается непосредственно от турбин, как правило, обеспечивая “базовую” тепловую нагрузку, а для обеспечения переменной и пиковой тепловой нагрузки используются пиковые водогрейные котлы (ПВК) на территории станции. Доля тепловой мощности ПВК от об-

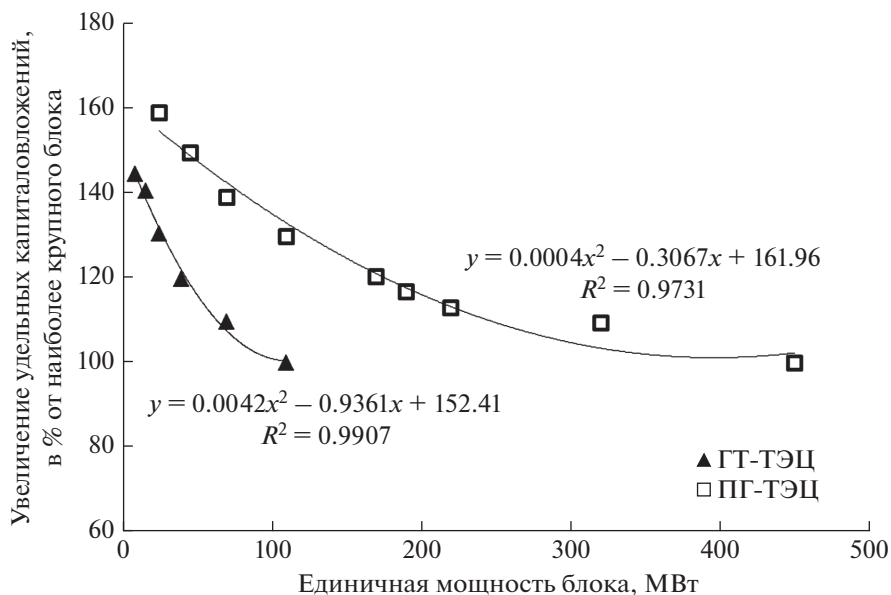


Рис. 1. Зависимость удельных капиталовложений от единичной мощности блока (“кривая масштаба”) для ПГ-ТЭЦ и ГТ-ТЭЦ.

щей тепловой мощности ТЭЦ обозначается коэффициентом $\alpha_{ТЭЦ}^ч$ и в практике проектирования обычно принимается равной 0.5.

Альтернативными ТЭЦ источниками тепла являются котельные, использующие газ, уголь или электроэнергию. Как отмечено выше, для исключения из рассмотрения тепловых сетей и всех затрат, связанных с транспортом тепла, в рассматриваемых альтерна-

Таблица 2. Техничко-экономические показатели ТЭЦ на газе и угле

Показатели	Единицы измерения	ПГ-ТЭЦ	ГТ-ТЭЦ	Т-115-130
Основное топливо	—	Газ	Газ	Уголь
Установленная мощность блока	МВт	110	70	115
в т.ч. в теплофикационном режиме	МВт	98.9	70	93.1
Тепловая мощность блока	Гкал/ч	89	103	175
Количество блоков	шт.	2	2	2
Установленная электрическая мощность	МВт	220	140	230
Тепловая мощность ТЭЦ, включая ПВК	Гкал/ч	356	412	700
($\alpha_{ТЭЦ}^ч = 0.5$)				
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в теплофикационном режиме	кг у.т./кВт ч	0.134	0.136	0.228
Удельный расход топлива на отпуск тепла	кг у.т./Гкал	154	154	174
Удельные капиталовложения (мин/макс), без НДС	руб./1 кв. 2020 г./кВт	50200 62350	39800 49700	78700 87630
Условно-постоянные затраты	% от УКВ	4.5	4.0	5.0
Коэффициент собственных нужд на отпуск электроэнергии	%	3.0	2.5	6.0

Таблица 3. Техничко-экономические показатели водогрейных котлов

Показатели	Единицы измерения	КВГМ-50	КВТК-50
Тепловая мощность	Гкал/ч	50	50
Количество основных/резервных котлов для обеспечения сопоставимой тепловой мощности			
с ПГ-ТЭЦ	шт.	7/1	—
с ГТ-ТЭЦ	шт.	8/1	—
с ТЭЦ на угле	шт.	—	14/1
КПД котла	%	86.8	85.3
Удельный расход топлива на отпуск тепла	кг у.т./Гкал	154.4	167.7
Удельные капиталовложения	тыс. руб./1 кв.	6.3	9.7
(мин/макс), без НДС	2020 г./Гкал/ч	6.8	10.6
Условно-постоянные затраты	% от УКВ	7.0	7.0
Расход электроэнергии на собственные нужды котельной	кВт ч/Гкал	2.5	3.0

тивных схемах энергоснабжения требуется обеспечить сопоставимость источников по тепловой мощности. Для этого оборудование котельных подбирается таким образом, чтобы количество рабочих котлов соответствовало установленной тепловой мощности каждой из рассматриваемых ТЭЦ, а также дополнительно предусматривается один котел для обеспечения резервирования в случае аварии (по принципу “n-1”).

При формировании технико-экономических показателей отопительных котельных с водогрейными котлами разной тепловой мощности, работающими на газе и угле, использовались экспертные оценки специалистов ведущих проектных институтов (ВНИПИЭнергопром и Промгаз), а также данные, представленные в [3, 10]. Для приведения УКВ водогрейных котлов к сопоставимому виду применялись индексы Минстроя (соответствует нижнему значению диапазона) и ИПЦ (верхняя граница диапазона). Удельные расходы топлива отопительных котельных приняты в соответствии с [11]. Принятые для расчетов технико-экономические показатели котельных на газе и угле представлены в табл. 3.

4. ОЦЕНКА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ТЭЦ В СРАВНЕНИИ С РАЗДЕЛЬНОЙ СХЕМОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ СОВРЕМЕННЫХ КЭС

Для иллюстрации возможностей предлагаемого методического подхода ниже приведены некоторые результаты расчета динамики значений показателя $LCOQ$, как интегральной характеристики удельной стоимости обеспечения потребителей теплом и электроэнергией, для разных типов ТЭЦ (парогазовой, газотурбинной и угольной) в сравнении с альтернативными вариантами раздельного энергоснабжения в виде комбинации КЭС и котельной, выполненные для существующего уровня цен газа и угля для двух энергозон ЕЭС России, достаточно сильно различающихся уровнем цен топлива: ОЭС Центра (Московский регион) и ОЭС Сибири (Кузбасс). В качестве базовой величины в этих расчетах принят верхний уровень капиталовложений в электростанции и котельные.

В таблице 4 приведены необходимые для расчетов $LCOQ$ данные по годовому отпуску тепла (G_i в формуле (4)) и электроэнергии (E_i в формуле (4)) разными типами ТЭЦ (в двухблочной компоновке) с учетом климатических условий в выбранных регионах ОЭС Центра и Сибири. В расчетах для комбинированной схемы энергоснабжения принимается, что производство электроэнергии на ТЭЦ осуществляется в наиболее экономичном теплофикационном режиме, а годовой отпуск тепла оценивается

Таблица 4. Годовые объемы потребления электрической и тепловой энергии в условном энергоузле, принятые в расчетах для разных типов ТЭЦ

Показатели	Единицы измерения	Тип ТЭЦ		
		ПГ-ТЭЦ	ГТ-ТЭЦ	ТЭЦ на угле
Годовой отпуск тепла (G_T)				
Центр (Московский регион)	тыс. Гкал	1085	1255	2133
Сибирь (Кузбасс)	тыс. Гкал	1117	1292	2196
Годовой отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу (E_T)				
Центр (Московский регион)	млн кВт ч	1050	747	958
Сибирь (Кузбасс)	млн кВт ч	1055	750	962
Общее годовое количество энергии (Q_T)				
Центр (Московский регион)	ГДж	8327	7952	12391
Сибирь (Кузбасс)	ГДж	8478	8118	12668

Таблица 5. Оценка конкурентоспособности вариантов комбинированной и раздельной схем энергоснабжения в ОЭС Центра и Сибири (номинальная ставка дисконта 10%)

Электро-технологии	Центр			Сибирь		
	комбинированная схема	раздельная схема (котельная и генерирующий источник)		комбинированная схема	раздельная схема (котельная и генерирующий источник)	
		ПГЭС	КЭС _{уг}		ПГЭС	КЭС _{уг}
LCOQ, коп./кДж						
ПГ-ТЭЦ	44.1	43.3	58.5	48.2	44.1	52.9
ГТ-ТЭЦ	30.2	39.2	50.5	31.8	39.9	46.4
Т-115-130	48.3	41.6	50.9	42.6	37.2	42.5
В % от LCOQ ТЭЦ						
ПГ-ТЭЦ	100	98	133	100	91	110
ГТ-ТЭЦ	100	130	167	100	125	146
Т-115-130	100	86	105	100	87	100

исходя из значения коэффициента $\alpha_{ТЭЦ}^q$ 0.5, т.е. при равенстве тепловой мощности пиковых водогрейных котлов и турбин. Объем годового производства тепла определяется в соответствии с графиком по продолжительности тепловой нагрузки (графиком Россандера). При расчете показателя LCOH для котельной объем отпускаемого тепла соответствует отпуску от ТЭЦ.

Результаты расчетов, выполненные при дисконте 10% для Центра (табл. 5), показывают, что уже при сегодняшних условиях комбинированная и раздельная схема энергоснабжения на базе парогазовых электростанций (соответственно, ПГ-ТЭЦ и ПГЭС с котельной) равноэффективны (разница их LCOQ составляет не более 2%), тогда как газотурбинные ТЭЦ (ГТ-ТЭЦ) оказываются наиболее привлекательным источником энергоснабжения, заметно выигрывая даже у ПГЭС с котельной. При этом варианты раздельной схемы на базе угольных КЭС заметно уступают по уровню LCOQ обеим газовым технологиям. Угольные ТЭЦ в Центре существенно (на 15%) уступают по удельной стоимости энергоснабжения раздельной схеме на базе ПГЭС и равноэффективны (разница LCOQ 5%) со схемами на базе угольной КЭС. В Сибири при более низких отчетных ценах газа и существенно более низких ценах угля конкуренция схем энергоснабжения обостряется. Так, комбинированная схема на базе ПГ-ТЭЦ уступает раздельной схеме с ПГЭС не 2%, а уже 9%. При этом до 10% снижается разница в уровне LCOQ между ПГ-ТЭЦ и раздельной схемой с угольной КЭС, а ГТ-ТЭЦ сохра-

Таблица 6. Оценка конкурентоспособности вариантов комбинированной и раздельной схем энергоснабжения в ОЭС Центра при разных нормах дисконта

Электро- технологии	Дисконт 10%			Дисконт 5%		
	комбини- рованная схема	раздельная схема (котельная и генерирующий источник)		комбини- рованная схема	раздельная схема (котельная и генерирующий источник)	
		ПГЭС	КЭС _{уг}		ПГЭС	КЭС _{уг}
LCOQ, коп./кДж						
ПГ-ТЭЦ	44.1	43.3	58.5	34.6	35.6	44.5
ГТ-ТЭЦ	30.2	39.2	50.5	25.2	32.6	39.3
T-115-130	48.3	41.6	50.9	37.6	34.2	39.7
В % от LCOQ ТЭЦ						
ПГ-ТЭЦ	100	98	133	100	103	129
ГТ-ТЭЦ	100	130	167	100	129	156
T-115-130	100	86	105	100	91	106

няют свое экономическое преимущество перед раздельной схемой. Угольные ТЭЦ, уступая раздельной схеме с ПГЭС чуть меньше, чем в Центре (13%), оказываются равноэффективными с раздельной схемой на базе угольной КЭС.

Понижение дисконта благоприятно сказывается на перспективах более капиталоемких вариантов энергоснабжения. Как показано в табл. 6, переход к дисконту 5% улучшает конкурентные позиции ПГ-ТЭЦ, которые уже при существующих ценах газа выигрывают у раздельной схемы энергоснабжения с ПГЭС (разница 3%); однако фактор более низкого дисконта слабо влияет на конкурентоспособность ГТ-ТЭЦ, остающихся более эффективным решением по сравнению с раздельной схемой. Несколько улучшаются также и конкурентные позиции угольных ТЭЦ: разница их LCOQ и раздельной схемы с ПГЭС снижается до 9%, а с угольными КЭС — становится немного больше (6%).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные в статье примеры расчетов, безусловно, не охватывают весь круг неопределенностей, влияющих на конкурентоспособность современных технологий электро- и теплоснабжения, включая такие факторы, как изменение удельных капиталовложений, цен топлива на внутренних рынках, введения дополнительных мер экономического регулирования эмиссии парниковых газов. Кроме того, может быть существенно расширен круг альтернативных вариантов энергоснабжения, в том числе за счет технологий атомной генерации электроэнергии и атомной теплофикации. Проведенные авторами по более широкому кругу влияющих факторов и генерирующих технологий исследования показали наличие больших зон конкурентоспособности между вариантами комбинированного и раздельного электро- и теплоснабжения. Выявленная при этом высокая межтопливная и технологическая конкуренция альтернативных схем энергоснабжения повышает важность следующего, оптимизационного, этапа формирования перспективной структуры генерирующих мощностей, исходя из минимизации суммарной стоимости выполнения перспективных балансов электрической мощности и энергии по энергозонам ЕЭС России, а также балансов централизованного тепла по субъектам РФ, с более детальным учетом региональных факторов, влияющих на стоимость строительства электро-

станций и котельных и их топливоснабжение, а также новых ограничений по обеспечению запаса регулировочного диапазона в энергосистеме, объемам эмиссии парниковых газов и проч.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Макаров А.А., Волкова Е.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Урванцева Л.В., Бобылева Н.В. Перспективы развития электрогенерирующих мощностей России // Теплоэнергетика. 2008. № 2. С. 4–16.
2. Веселов Ф.В., Волкова Е.А., Курилов А.Е., Макарова А.С., Хоршеев А.А. Методы и инструментальный прогнозирования развития электроэнергетики // Известия РАН. Энергетика. 2010. № 4. С. 82–94.
3. Projected Costs of Generating Electricity. OECD/IEA. 2015
4. The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. IRENA. 2016.
5. Economic evaluation of bids for nuclear power plants. Technical reports series, no. 396, STI/DOC/010/396. 1999 ed. IAEA. 2000.
6. Адамов Е.О., Рачков В.И., Толстоухов Д.А., Панов С.А. Сравнение технико-экономических показателей различных вариантов реализации ЯТЦ реакторов АЭС // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 25–36.
7. Правила определения цены на мощность, продаваемую по договорам о предоставлении мощности. Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 13.04.2010, № 238.
8. Веселов Ф.В., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Особенности формирования и оценки вариантов посткризисного развития электроэнергетики в условиях неопределенности балансовых, ценовых и технологических факторов / В кн. Исследование адаптации энергетики России к посткризисному развитию экономики. Сер. “Проблемы развития энергетики России и мира”. Москва. 2018. С. 53–73.
9. Волкова Е.А., Панкрушина Т.Г., Шульгина В.С. Эффективность не крупных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения // Электрические станции. 2010. № 7. С. 2–20.
10. Белобров В., Макаров А.А., Светлов К.С. Обзор текущего состояния рынка энергогенерирующего оборудования РФ // Энергорынок. 2005. № 11.
11. Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электростанций и котельных, Приказ Минпромэнерго России № 268 от 4 октября 2005 г.

Modification of the Methodological Approach to Assessing the Effectiveness of Alternative Options for Integrated Energy Supply to Consumers in the Tasks of Long-Term Planning of the Development of Power Systems

F. V. Veselov^{a, **, *}, A. S. Makarova^a, T. V. Novikova^a, and T. G. Pankrushina^a

^aEnergy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS), Moscow, Russia

*e-mail: info@eriras.ru

**e-mail: erifedor@mail.ru

The article formulates proposals for improving the methodological approach to the economic screening analysis of energy technologies for electricity and heat supply to consumers and determining the competitiveness areas of combined heat plants (CHP) in the tasks of long-term planning of the electric power industry and the formation of a rational structure of generating capacities in the UES of Russia. The issues of preparing the cost and performance data of competing energy supply technologies and examples of calculations and comparison of technologies for the levelized cost of energy supply (LCOQ) are considered.

Keywords: power industry, energy technologies, combined heat plants, heat supply, efficiency

УДК 621.311.1

О КОРРЕКТИРОВКЕ ТРЕБОВАНИЙ К ТОЧНОСТИ ЦИФРОВОЙ ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ В АКТИВНЫХ СИСТЕМАХ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

© 2021 г. А. Л. Куликов¹, П. В. Илюшин^{2, *}, Г. Я. Вагин¹, А. А. Севостьянов¹

¹Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева,
Нижегород, Россия

²Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва, Россия

*e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

Поступила в редакцию 11.11.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Интеграция источников распределенной генерации (ИРГ) в системы промышленного электроснабжения является одним из основных направлений их развития. Это приводит к многообразию схемно-режимных ситуаций, невозможности визуального распознавания режимов и ручного управления ими и обуславливает необходимость создания систем автоматического управления режимами в реальном времени. При переходе от пассивных систем промышленного электроснабжения к активным необходима корректировка действующих и введение новых технических требований: к структуре сетей коммуникации и связи, системам учета электроэнергии и измерений, автоматизации, мониторинга и управления. Алгоритмы оценивания параметров токов и напряжений средствами цифровой обработки сигналов в устройствах синхронизированных векторных измерений (УСВИ) и интеллектуальных электронных устройств на их основе имеют принципиальное значение. Особенности электрических режимов в активных системах промышленного электроснабжения требуют особого внимания к проблемам обеспечения качества электроэнергии и погрешности измерений. На основании результатов расчетов доказано, что требования действующих стандартов к погрешности измерений параметров токов и напряжений в УСВИ не соответствуют условиям функционирования активных систем промышленного электроснабжения с ИРГ, необходимо снижение величины допустимой погрешности. Рассмотрены особенности цифровой обработки сигналов в условиях кратковременных колебаний частоты в широком динамическом диапазоне, а также влияния искажающих факторов на синусоидальность токов и напряжений.

Ключевые слова: активная система промышленного электроснабжения, погрешность измерений, цифровая обработка сигналов, устройство синхронизированных векторных измерений, интеллектуальное электронное устройство, источник распределенной генерации, релейная защита, противоаварийная автоматика

DOI: 10.31857/S0002231021010106

ВВЕДЕНИЕ

От начала создания и до последних лет системы промышленного электроснабжения (сети низкого и среднего напряжения) рассматривались в качестве пассивного элемента распределительной электрической сети, осуществляющего передачу и рас-

пределение электроэнергии, производимой на традиционных электростанциях, до электроприемников на промышленных предприятиях [1, 2].

В условиях развития конкурентного рынка электроэнергии наметились новые тенденции в производстве, передаче и распределении электрической энергии [3, 4]. Появились дополнительные возможности для производства электроэнергии на собственных электростанциях промышленных предприятий, в том числе за счет утилизации вторичных энергоресурсов основного производственного процесса (доменный, конвертерный, попутный нефтяной, шахтный газ и др.), что требует проведения глубоких изменений в структуре построения и способах управления системами промышленного электроснабжения.

В настоящее время все большее количество элементов электрической сети общего назначения имеют возможность активно участвовать в управлении ее режимами, при условии соблюдения установленных требований [5–8]. Активные системы промышленного электроснабжения, имеющие в своем составе генерирующие установки (ГУ) малой и средней мощности, а также системы накопления электроэнергии (СНЭЭ), существенно отличаются от пассивных. Интеграция источников распределенной генерации (ИРГ) содействует электрическому приближению ГУ к нагрузке, переходные процессы для них становятся общими, и если суммарная нагрузка превышает суммарную мощность ГУ ИРГ, то характер переходных процессов в большей степени определяется свойствами электроприемников [9].

Эффективное использование ИРГ и СНЭЭ в активных системах промышленного электроснабжения позволяет повысить энергоэффективность промышленного производства, а также надежность и бесперебойность электроснабжения ответственных электроприемников. Согласно [9] ИРГ и СНЭЭ могут также применяться для отсрочки или устранения необходимости во вводе новых энергоблоков на традиционных электростанциях, поддержания уровней напряжения в узлах сети, улучшения показателей качества электроэнергии, снижения потерь, исключении перегрузок электросетевого оборудования в распределительной сети, сглаживания пиков электропотребления и др.

Для получения системных эффектов от интеграции ИРГ их присоединение должно производиться с учетом следующих аспектов:

- необходима корректировка топологии системы промышленного электроснабжения с учетом мест размещения ИРГ, со строительством новых линий электропередачи (ЛЭП) и заменой коммутационных аппаратов при реализации схем выдачи мощности;
- требуется корректировка действующих технических требований и введение новых, а также проведение реконструкции с элементами модернизации сетей коммуникации и связи для обеспечения функционирования систем учета электроэнергии и измерений, автоматизации, мониторинга и управления;
- необходим пересмотр принципов организации релейной защиты (РЗ), противоаварийной автоматики (ПА) и электроавтоматики (автоматическое повторное включение; автоматический ввод резервного питания) в системе промышленного электроснабжения для обеспечения надежной параллельной работы ИРГ [9].

Учитывая масштаб необходимых преобразований, можно утверждать, что классические принципы управления системами промышленного электроснабжения не будут адекватны возникающим схемно-режимным ситуациям. Во-первых, активные системы промышленного электроснабжения являются более сложными, так как потоки мощности в них могут быть не только однонаправленными (от электростанций к потребителями), но и двунаправленными (от потребителей в распределительные сети), в зависимости от режимов генерации и потребления в узлах нагрузки (рис. 1). Во-вторых, исторически системы промышленного электроснабжения не были рассчитаны на широкое внедрение ИРГ и СНЭЭ, поэтому проблемы, связанные с техническими огра-

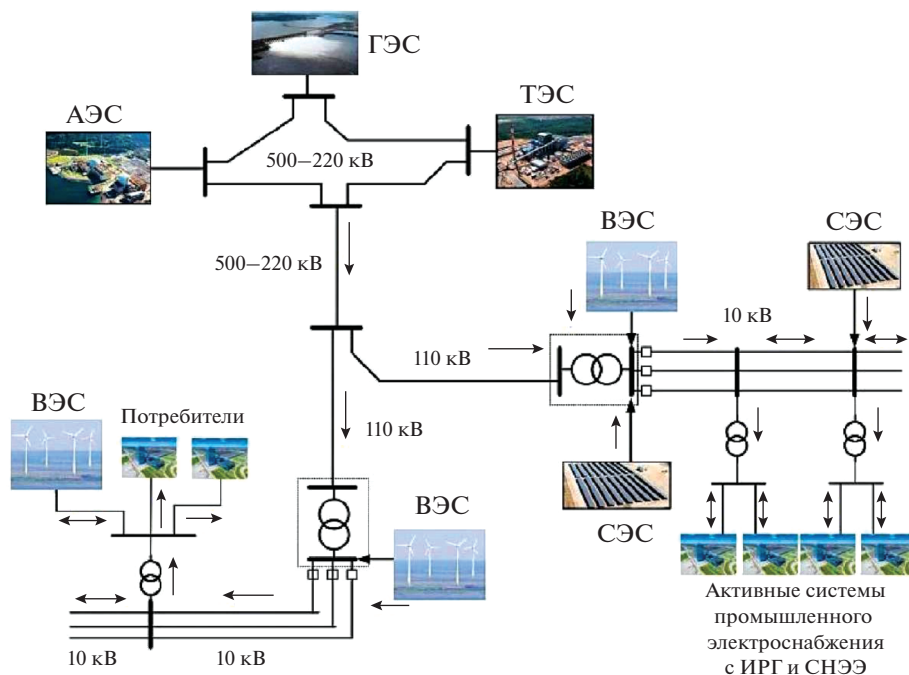


Рис. 1. Активные системы промышленного электроснабжения в составе энергосистемы: ГЭС — гидроэлектростанция; АЭС — атомная электростанция; ТЭС — тепловая электростанция; ВЭС — ветровая электростанция; СЭС — солнечная электростанция.

нениями, могут возникать значительно чаще, требуя адаптивной реконфигурации сети, а также широкого использования устройств РЗ и ПА.

При этом активные системы промышленного электроснабжения могут содействовать введению режимов прилегающей распределительной сети в область допустимых значений в различных схемно-режимных условиях (нормальных и послеаварийных режимах) без необходимости отключения нагрузки за счет организации управления ИРГ и СНЭЭ [8, 9].

Поэтому преобразование существующих систем промышленного электроснабжения невозможно без применения интеллектуальных систем автоматизации, мониторинга и управления, основанных на измерениях и цифровой обработке сигналов токов и напряжений. Особую роль в таких системах играют устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ, PMU)¹, а также устройства защиты и управления, имеющие в своем составе УСВИ. Одна из основных проблем, связанная с организацией синхронизированных измерений в системах промышленного электроснабжения, обусловлена топологией сети: короткие длины фидеров; шины, расположенные на малых расстояниях друг от друга и имеющие малую угловую разницу измерений комплексов токов и напряжений. Кроме того, такие системы характеризуются высоким содержанием гармоник (массовое применение электроприемников с силовыми преобразователями), широкими диапазонами кратковременных колебаний частоты в переходных процессах из-за наличия ИРГ (малые значения механических постоянных инерции ГУ), а также высокой вероятностью их выделения в островной режим работы с нагрузкой при повреждении во внешних распределительных сетях [10].

¹ PMU — phasor measurement unit.

Основная цель статьи заключается в оценке обоснованности технических требований к точности цифровой обработки сигналов токов и напряжений в активных системах промышленного электроснабжения на основании результатов анализа нормативно-технических документов, регламентирующих указанные требования.

АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ К ЦИФРОВОЙ ОБРАБОТКЕ СИГНАЛОВ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ

Известно, что устройства защиты и управления с интегрированными УСВИ могут иметь значительные ошибки при оценке параметров токов и напряжений в переходных процессах с кратковременными колебаниями частоты [11, 12], поэтому актуальным является анализ целесообразности и возможности их применения в активных системах промышленного электроснабжения.

Допустимые ошибки при оценке сигналов токов и напряжений нормированы для УСВИ в стандартах [13, 14], посредством задания значений максимально допустимых погрешностей в широком диапазоне эксплуатационных условий. Согласно [13] к основным показателям точности синхронизированных векторных измерений относятся: общая погрешность измерений параметров вектора (TVE)², абсолютная погрешность измерений частоты (FE)³ и абсолютная погрешность (RFE) скорости изменения частоты (ROCOF)⁴.

Показатель TVE определяет величину погрешности между теоретическим значением комплексного вектора сигнала тока или напряжения и его оценочным значением в процентах. Согласно нормативным документам УСВИ должны быть надежным инструментом для оценки и обеспечения качества измерений комплексов токов и напряжений как в установившихся, так и в переходных режимах [15]. Анализ нескольких аварийных отключений, где имели место недостоверные измерения, показал, что УСВИ являются надежным инструментом только в установившихся режимах, не обеспечивая нормированной точности измерений в переходных процессах, особенно при отклонении показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в системах промышленного электроснабжения.

Следовательно, величина TVE может выступать в качестве комплексного показателя точности измерений параметров токов и напряжений, а также использоваться для оценки параметров режима в активных системах промышленного электроснабжения. В состав TVE входит три источника взаимозависимых ошибок: амплитуды, фазового угла и синхронизации во времени мгновенных дискретных значений, при этом допустимый диапазон изменений TVE должен находиться в пределах 1%. При выборе только одного из указанных выше источников ошибки величина 1% TVE может быть достигнута за счет: ошибки оценки амплитуды, равной $\pm 1\%$; погрешности оценки фазового угла $\pm 0.573^\circ$; погрешности времени синхронизации ± 31 мкс (± 26 мкс) для частоты 50 (60) Гц [13, 14].

Важно отметить, что погрешность измерения фазового угла и погрешность времени синхронизации тесно связаны между собой. Поэтому простое суммирование различных составляющих при расчетах TVE не позволяет делать выводы об индивидуальном вкладе каждой из них в полную величину ошибки. Другими словами, значение TVE не позволяет идентифицировать основной источник ошибки при оценке параметров комплексных токов и напряжений. Большое значение TVE может быть вызвано, например, высокой ошибкой оценки амплитуды и низкой для фазового угла, при этом основной источник погрешности может быть связан с плохой синхронизацией (на-

² TVE — total vector error.

³ FE — frequency error.

⁴ ROCOF — rate of change of frequency.

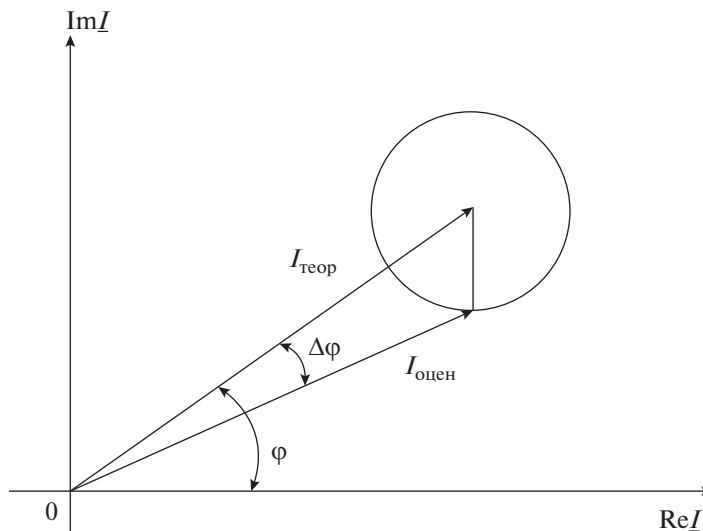


Рис. 2. Векторное соотношение ошибок по амплитуде и фазе при оценке величины TVE.

пример, из-за отсутствия сигнала GPS) или вызван погрешностями измерительных трансформаторов тока (ТТ) и/или напряжения (ТН).

На рисунке 2 проиллюстрировано векторное соотношение ошибок по амплитуде и фазе при оценке величины TVE на примере комплексной величины тока. Анализ рис. 2 показывает, что за счет вращения комплексного вектора невозможно обеспечить независимость оценки ошибок амплитуды и фазового угла.

В активных системах промышленного электроснабжения измерения фазового угла производятся УСВИ или цифровыми терминалами РЗ и ПА и являются одной из самых важных составляющих информации, позволяющей реализовать функции защиты и управления в различных схемно-режимных условиях.

Пусть TVE имеет значение 1%, определяемое максимальной погрешностью оценки фазового угла $\pm 0.573^\circ$ (без погрешности по амплитуде). Даже такая малая величина ошибки измерений по фазе в активных системах промышленного электроснабжения является существенной, поскольку фактическая разность углов между измерениями комплексов токов и напряжений на шинах подстанций может быть меньше величины максимально допустимой погрешности фазового угла в УСВИ. Указанная особенность накладывает ограничения на правила выбора мест размещения УСВИ, а также обуславливает целесообразность разработки новых алгоритмов оценки параметров токов и напряжений с повышенной точностью.

Абсолютные погрешности измерения частоты (FE) и скорости измерения частоты (RFE) определяются как разность между теоретическими и оценочными значениями, приведенными к Гц и Гц/с, соответственно. В общем случае величина FE находится в небольшом диапазоне вблизи номинального значения частоты сети. В активных системах промышленного электроснабжения, ввиду конструктивных особенностей ГУ, кратковременные отклонения частоты в переходных процессах могут быть значительными, что связано с аварийными возмущениями, набросами и сбросами нагрузки в островном режиме работы [9].

Оценка FE имеет определяющее значение для преодоления проблем, связанных с явлением просачивания при цифровой обработке сигналов токов и напряжений. Точ-

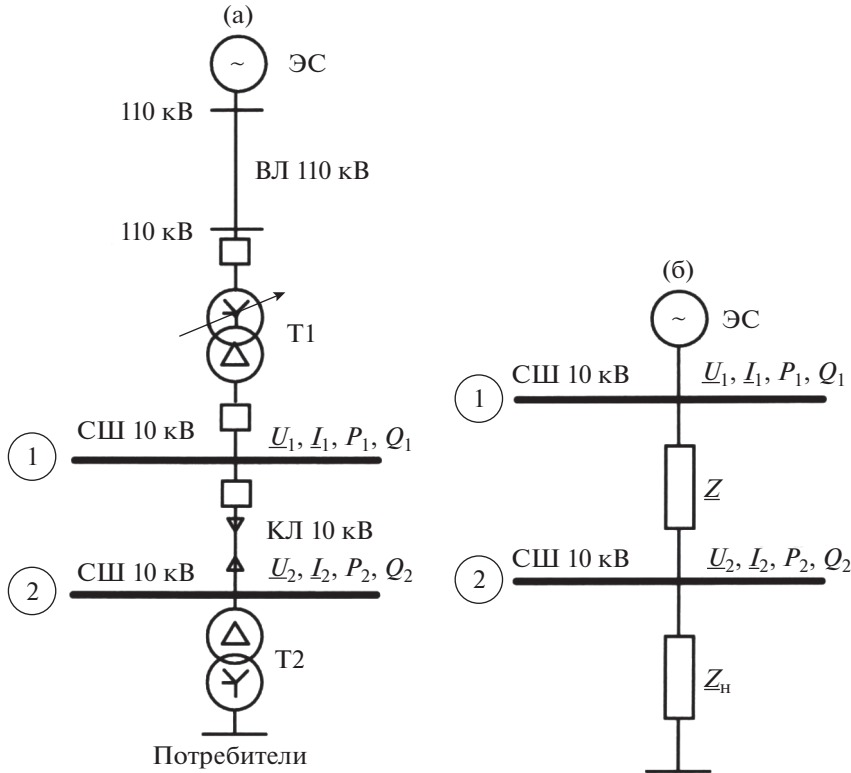


Рис. 3. Иллюстративный пример для оценки точности измерений параметров электропередачи (СШ – секция шин; Т – силовой трансформатор; ЭС – энергосистема): (а) – упрощенная однолинейная схема электрических соединений; (б) – схема замещения фрагмента сети.

ность измерений частоты и скорости изменения частоты оценивается следующим образом:

$$FE = |f_{\text{теор.}} - f_{\text{оцен.}}| = |\Delta f_{\text{теор.}} - \Delta f_{\text{оцен.}}|; \quad (1)$$

$$RFE = \left| \left(\frac{df}{dt} \right)_{\text{теор.}} - \left(\frac{df}{dt} \right)_{\text{оцен.}} \right|. \quad (2)$$

При выполнении расчетов по выражениям (1), (2) предполагается, что используемые теоретические и оценочные значения берутся для одного момента времени.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ УСВИ НА ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Рассмотрим упрощенную однолинейную схему фрагмента сети (рис. 3), поясняющую соотношения напряжений на шинах питающей $\underline{U}_1$ и потребительской $\underline{U}_2$ подстанций. На рисунке 3 величины активной (P_1) и реактивной (Q_1) мощности, измеренные на шинах питающей подстанции; P_2 и Q_2 – на шинах потребительской подстанции; Z – комплексное сопротивление ЛЭП между подстанциями; $\underline{U}_1$ и $\underline{I}_1$ – комплексные напряжение и ток прямой последовательности на шинах питающей ПС;

$\underline{U}_2$ и $\underline{I}_2$ комплексные напряжение и ток прямой последовательности на шинах потребительской подстанции; 1 и 2 – места установки УСВИ.

Оценим влияние величины TVE, связанной с измерениями комплексов напряжений, на величину потоков мощности. Для модели (рис. 3) характерно следующее соотношение

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \underline{Z}\underline{I}_2, \quad (3)$$

следовательно, уравнение для тока на шинах потребительской подстанции имеет вид

$$\underline{I}_2 = (\underline{U}_1 - \underline{U}_2)/\underline{Z}.$$

При представлении тока $\underline{I}_2$ в полярных координатах получаем

$$\underline{I}_2 = (|\underline{U}_1|e^{j\varphi_1} - |\underline{U}_2|e^{j\varphi_2})/|\underline{Z}|e^{j\alpha} = (|\underline{U}_1|/|\underline{Z}|)e^{j(\varphi_1 - \alpha)} - (|\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\varphi_2 - \alpha)}.$$

Комплексная мощность, передаваемая на шины потребительской подстанции, представляется следующим образом

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = \underline{U}_2 \underline{I}_2^* = (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha - \varphi_1 + \varphi_2)} - (|\underline{U}_2|^2/|\underline{Z}|)e^{j\alpha}.$$

Вводя переменную, характеризующую разность углов напряжения $\beta = \varphi_1 - \varphi_2$, приходим к выражениям активной и реактивной мощности в виде

$$P_2 = (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)\cos(\alpha - \beta) - (|\underline{U}_2|^2/|\underline{Z}|)\cos\alpha, \quad (4)$$

$$Q_2 = (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)\sin(\alpha - \beta) - (|\underline{U}_2|^2/|\underline{Z}|)\sin\alpha. \quad (5)$$

Дополнительно получим формульные соотношения, позволяющие провести анализ влияния погрешности 1% TVE на приращение комплексной мощности электропередачи ΔS_{1-2}

$$\Delta S_{1-2} = (\underline{U}_1 - \underline{U}_2)\underline{I}_2^*. \quad (6)$$

Представляя комплексы в полярной системе координат и используя выражение для тока $\underline{I}_2$, получим

$$\Delta S_{1-2} = (|\underline{U}_1|e^{j\varphi_1} - |\underline{U}_2|e^{j\varphi_2})\left[(|\underline{U}_1|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha - \varphi_1)} - (|\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha - \varphi_2)}\right], \quad (7)$$

или с учетом введенного разностного угла β

$$\Delta S_{1-2} = (|\underline{U}_1|^2/|\underline{Z}|)e^{j\alpha} - (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha + \beta)} - (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha - \beta)} + (|\underline{U}_2|^2/|\underline{Z}|)e^{j\alpha}. \quad (8)$$

После преобразований получим

$$\Delta S_{1-2} = \left[(|\underline{U}_1|^2 + |\underline{U}_2|^2)/|\underline{Z}|\right]e^{j\alpha} - \left[(|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha + \beta)} - (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)e^{j(\alpha - \beta)}\right], \quad (9)$$

а с учетом разложения экспоненциальных множителей приходим к равенству

$$\Delta S_{1-2} = \left[(|\underline{U}_1|^2 + |\underline{U}_2|^2)/|\underline{Z}|\right]e^{j\alpha} - \left[(|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)\sqrt{2(1 + \cos(2\beta))}\right]e^{j\alpha}, \quad (10)$$

или

$$\Delta S_{1-2} = \left[(|\underline{U}_1|^2 + |\underline{U}_2|^2)/|\underline{Z}| - (|\underline{U}_1||\underline{U}_2|/|\underline{Z}|)\sqrt{2(1 + \cos(2\beta))}\right]e^{j\alpha}. \quad (11)$$

Предполагая, что сопротивление $\underline{Z}$ является неизменным и полностью соответствует параметрам ЛЭП, а значения амплитуды и фазы комплексов напряжений могут изменяться в пределах погрешности 1% TVE, с помощью уравнений (4), (5), (11) можно оценить точность измерений активной, реактивной мощности и приращений полной мощности.

Пример расчета ошибок оценки параметров активной и реактивной мощности

Рассмотрим вариант питания электроприемников потребителя через кабельную линию (КЛ) напряжением 10 кВ сечением 70 мм². Примем удельное сопротивление КЛ 10 кВ (рис. 3) равным $0.443 + j 0.086$ Ом/км (соответствующее отношению $X/R = 0.194$), длину КЛ 1.5 км. В общем случае имеем трехфазную ЛЭП 10 кВ с максимальной пропускной способностью передачи 1300 кВА. Предположим, что полная мощность электропередачи составляет 1086.0 кВА (1000.0 кВт + j 422.98 кВар, $\cos\varphi = 0.92$), которую потребляют электроприемники.

Для решения поставленной задачи комплекс напряжения на шинах потребительской подстанции был установлен на уровне $0.9950e^{j0}$ о.е., и для передачи заданного потока мощности был получен комплекс напряжения на шинах питающей подстанции, значение которого составило $0.9998e^{-j0.058}$ о.е. С учетом того, что УСВИ расположены на разных концах КЛ 10 кВ, то их измерения (в том числе и TVE) являются независимыми, т.е. погрешности УСВИ не коррелированы взаимно и с погрешностями других цифровых устройств. Оценим потенциальные погрешности УСВИ, отвечающие требованиям 1% TVE, для различных сценарных условий.

Первоначально примем, что при измерениях напряжений ошибки оценки фазовых углов отсутствуют, и погрешность 1% TVE связана только с оценками амплитуды, формируемыми каждым из УСВИ. Таким образом, оценки амплитуды комплексов напряжения могут изменяться в пределах диапазона $0.9998 \pm (0.01 \times 0.9998)$ о.е. и $0.9950 \pm (0.01 \times 0.9950)$ о.е. на шинах питающей и потребительской подстанции соответственно.

Расчеты по выражению (4) показывают, что максимальная ошибка при вычислении активной мощности составляет около $\pm 290\%$. Аналогичные расчеты для реактивной мощности по выражению (5) выявляют погрешность измерения, достигающую $\pm 130\%$. В серии расчетов выявлены случаи с отрицательными значениями активной и реактивной мощности, что можно интерпретировать как изменения направления потоков мощности по причине наличия, например, устройства компенсации реактивной мощности, работающего в режиме перекомпенсации (нерегулируемой батареи статических конденсаторов). Однако это не соответствует фактической схемно-режимной ситуации. В рассматриваемых вариантах наибольшие ошибки были обнаружены, когда напряжения на шинах питающей и потребительской подстанции имеют +1% и –1% TVE соответственно.

Подобный анализ был проведен с учетом ошибок оценки фазы напряжения, составляющей 1% TVE. Было принято, что оценки амплитуды напряжения не имеют ошибок. Отклонения фазового угла на шинах питающей и потребительской подстанции находятся в пределах $(-0.058^\circ \pm 0.573^\circ)$ и $(0^\circ \pm 0.573^\circ)$ соответственно. Величины ошибок при оценке потоков активной и реактивной мощности оказались весьма существенными и составили $\pm 59\%$ и $\pm 680\%$ соответственно. Наибольшие ошибки были обнаружены, когда ошибка оценки фазового угла напряжения УСВИ на шинах питающей подстанции близка к +1% TVE, а УСВИ на шинах потребительской подстанции приближается к –1%.

Для варианта с КЛ длиной 1.0 км, при тех же начальных условиях, были получены максимальные ошибки при вычислении потоков активной и реактивной мощности, которые составили ± 430 и $\pm 199\%$ соответственно. Для случаев с ошибкой в измерениях амплитуды напряжения в $\pm 1\%$ TVE ошибки оценок составили ± 88 и $\pm 1029\%$ соответственно при отклонении фазового угла на шинах питающей и потребительской подстанции $\pm 0.573^\circ$.

При рассмотрении варианта питания электроприемников потребителя через воздушную линию (ВЛ) напряжением 10 кВ и протяженностью 1.5 и 1.0 км получена максимальная ошибка при определении потоков активной и реактивной мощности соот-

ветственно ± 97 и $\pm 61\%$ при протяженности ВЛ 1.5 км (± 145 и $\pm 92\%$ при протяженности ВЛ 1.0 км) для варианта с ошибками измерения амплитуды напряжения. Для варианта с ошибками измерения отклонений фазового угла максимальная погрешность при определении потоков активной и реактивной мощности составила ± 59 и $\pm 685\%$ соответственно при протяженности ВЛ 1.5 км и (± 88 и $\pm 1025\%$ при протяженности ВЛ 1.0 км).

На основании результатов расчетов приходим к выводу, что чем короче длина ЛЭП, с двух сторон которой установлены УСВИ, тем выше погрешности при вычислении потоков активной и реактивной мощности. Таким образом, допускаемая в настоящее время величина ошибки в 1% TVE не соответствует условиям функционирования активных систем промышленного электроснабжения.

Отметим, что для обеспечения надежного функционирования системы автоматики управления режимами в активных системах промышленного электроснабжения с ИРГ и СНЭЭ [9], как показали результаты имитационного моделирования, необходимо повышение требований к точности УСВИ до 0.1% TVE.

ТРЕБОВАНИЯ К ТОЧНОСТИ ЦИФРОВОЙ ОБРАБОТКИ СИГНАЛОВ ПРИ ОТКЛОНЕНИЯХ ЧАСТОТЫ

В современных системах промышленного электроснабжения могут возникать режимы с динамическим изменением параметров (напряжения, частоты, тока), что обусловлено наличием ИРГ и СНЭЭ, в зависимости от режимов генерации и потребления в узлах нагрузки. Наличие у промышленных потребителей электроприемников, участвующих в управлении спросом по команде диспетчера энергосистемы в аварийных и послеаварийных режимах, также может приводить к кратковременным колебаниям параметров режима [9].

В нормативно-технических документах ПАО “Россети” установлены требования к диапазону отклонений частоты (45–55 Гц), например, для устройств РЗ и ПА, в котором должно быть обеспечено их нормальное функционирование.

Важно отметить, что зарубежные производители электротехнического оборудования, в том числе для систем промышленного электроснабжения, устанавливают собственные требования к допустимым диапазонам отклонений частоты [16], а также временным интервалам, в течение которых возможны указанные отклонения. При значительных отклонениях частоты как в большую, так и в меньшую сторону срабатывают либо электрические, либо технологические защиты, действующие, как правило, без выдержки времени на отключение оборудования, предотвращая таким образом его повреждение.

Следовательно, устройства РЗ, ПА и управления, применяемые в системах промышленного электроснабжения, использующие УСВИ, должны устойчиво функционировать при кратковременных колебаниях частоты в широком динамическом диапазоне для предотвращения существенных ущербов от аварийных отключений [9].

Требования действующих стандартов к УСВИ [13, 14] ограничивают ошибки до 1% TVE при разных частотных диапазонах соответственно для устройств Р – (50 ± 2 Гц) и М – класса (50 ± 5 Гц). Очевидно, что для обеспечения такой точности требуется не менее точное отслеживание изменений частоты. При выходе параметров режима за пределы указанных частотных диапазонов УСВИ должны иметь минимально возможные ошибки, которые стандартами не регламентированы. Высокие требования к цифровой обработке сигналов токов и напряжений при отклонениях частоты, обуславливают необходимость применения в УСВИ высокопроизводительных средств вычислительной техники, программного обеспечения, а также разработки и применения специальных адаптивных алгоритмов [8, 11, 17].

ВЛИЯНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЦИФРОВУЮ ОБРАБОТКУ СИГНАЛОВ

Особенности обработки сигналов токов и напряжений при искажении их синусоидальности хорошо изучены и изложены в научно-технической литературе [например, 11]. Рядом авторов предлагаются алгоритмы [11, 17–19], снижающие влияние ПКЭ на функционирование цифровых устройств измерения, защиты и управления. В системах промышленного электроснабжения отклонение ПКЭ связано с широким применением силовых преобразователей (частотно-регулируемые приводы; источники бесперебойного питания и др.) и нелинейных нагрузок (дуговые печи, молотковые дробилки и др.) [20].

Тренд на декарбонизацию энергетики, выражающийся в строительстве и вводе в эксплуатацию генерирующего оборудования на основе возобновляемых источников энергии – ВИЭ (ветровые и солнечные электростанции), интегрируемые в сети, как правило через инверторные преобразователи, приводит к дополнительной генерации гармонических составляющих и росту дозы фликера в прилегающей сети. Кроме того, отмечается значительное увеличение интергармоник, частота которых не кратна основной промышленной частоте. Снижение влияния интергармоник на точность оценки параметров сигналов токов и напряжений при их цифровой обработке представляет определенную сложность [11].

Если система промышленного электроснабжения спроектирована без учета влияния ПКЭ на функционирование электроприемников, то после ввода дополнительных источников искажений в виде объектов ВИЭ, электроприемников с силовыми преобразователями или нелинейной нагрузки, при возникновении аварийных возмущений возможны нарушения электроснабжения ответственных электроприемников и даже повреждения электротехнического и технологического оборудования с соответствующими ущербами.

Необходимо отметить, что устройства РЗ, ПА и управления в большинстве случаев подключаются к измерительным ТТ и ТН, которые обеспечивают точность измерения до 10% в переходных процессах, поэтому в указанных устройствах следует применять измерительные и пусковые органы, а также алгоритмы управления, учитывающие значительные величины ошибок и устойчивые к ним.

Перспективно, а в ряде случаев технически обосновано, применение в системах промышленного электроснабжения цифровых ТТ и ТН с повышенной точностью измерений, обеспечивающих одинаковые ошибки оценки параметров токов и напряжений как в нормальных, так и в аварийных режимах.

ВЫБОР МЕСТ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ

Системы промышленного электроснабжения занимают существенно меньшие по площади территории по сравнению с районами магистральных или распределительных электрических сетей [1, 2]. Однако, проводя сравнительный анализ по количеству систем и секций шин, связывающих их ЛЭП, точек присоединения традиционных электростанций, ИРГ, СНЭЭ и нагрузки показатели могут быть сопоставимыми.

При значительном количестве топологически распределенного электротехнического оборудования (крупные промышленные предприятия с большим количеством цехов и участков) достаточно сложно, а порой и невозможно, организовать полный контроль за режимами работы системы промышленного электроснабжения. Поэтому параметры токов и напряжений в таких системах контролируются не на всех присоединениях распределительных устройств. Как правило, измерительные комплексы (в том числе УСВИ) устанавливаются на вводных и секционных (шиносоединительных) выключателях потребительских подстанций. Помимо измерений в этих же узлах, как правило, организована регистрация осциллограмм токов и напряжений в аварийных режимах. При огра-

ниченном количестве точек измерения параметров токов и напряжений в большинстве случаев применяется механизм псевдоизмерений, когда параметры токов и напряжений в требуемой точке сети получаются расчетным путем с использованием измерений в ближайших узлах, а также статистических данных по режимам и нагрузкам [21].

При проектировании систем промышленного электроснабжения в настоящее время используют агрегированные усредненные данные по режимам и нагрузкам. Разработка новых систем управления для активных систем промышленного электроснабжения требует применения цифровых устройств мониторинга, управления, РЗ и ПА для обеспечения надежного функционирования в их составе ИРГ и СНЭЭ. Необходимо широкое применение средств автоматизации, управления, сетей коммуникации и связи, а также средств цифровой обработки сигналов токов и напряжений. Таким образом, количество точек измерений параметров режима в активных системах промышленного электроснабжения должно кратно увеличиться для обеспечения возможности управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами в реальном масштабе времени.

Использование УСВИ и интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ), реализующих функции защиты и управления, на основе УСВИ позволяет оптимально выбрать точки выполнения измерений параметров токов и напряжений в системах промышленного электроснабжения для реализации необходимых алгоритмов управления режимами [12].

Широкое применение УСВИ и ИЭУ на основе УСВИ, а также развертывание сетей коммуникации и связи для сбора информации требует соответствующих финансовых вложений. Известны различные методы математической оптимизации размещения указанных устройств для обеспечения наблюдаемости электрической сети для снижения величины капитальных и эксплуатационных затрат [15]. Учитывая, что системы промышленного электроснабжения, как правило, имеют радиальную топологию, то для обеспечения их наблюдаемости может потребоваться большое число точек измерения. Для достижения баланса между затратами и получаемыми эффектами от оснащения систем промышленного электроснабжения УСВИ и ИЭУ целесообразно применение в системах управления интеллектуальных алгоритмов обработки сигналов токов и напряжений.

ВЫВОДЫ

Для организации управления режимами в современных активных системах промышленного электроснабжения требуется обеспечить получение и сбор данных из различных точек электрической сети с использованием синхронизированных векторных измерений и цифровой обработкой сигналов токов и напряжений.

Анализ величин ошибок измерений параметров токов и напряжений свидетельствует о несоответствии требований действующих стандартов по синхронизированным векторным измерениям условиям функционирования активных систем промышленного электроснабжения с источниками распределенной генерации и системами накопления электроэнергии, что не позволяет реализовать автоматическое управление их режимами.

Выбор количества, параметров точности и мест размещения устройств, реализующих синхронизированные векторные измерения, должен осуществляться при проектировании активных систем промышленного электроснабжения на основе результатов имитационного моделирования, с учетом особенностей электрических режимов, а также стоимостных показателей применяемого оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Воропай Н.И.* Надежность систем электроснабжения: Учебное пособие. Изд. 2-е, перераб. и доп. Новосибирск: Наука, 2015. 208 с.
2. *Вагин Г.Я., Куликов А.Л., Лоскутов А.Б., Соснина Е.Н.* Системы электроснабжения: Учеб. пособие. Н. Новгород, изд-во НГТУ им. Р.Е. Алексеева. 2019. 462 с.
3. *Панков Б.В., Куликов А.Л.* Вопросы рыночной электроэнергетики. — Н. Новгород: изд-во ВВАГС, 2005. 282 с.
4. *Куликов А.Л.* Региональный рынок электрической энергии: формирование и развитие. Н. Новгород: изд-во ВВАГС. 2004. 317 с.
5. *Воропай Н.И., Суслов К.В.* Задачи обоснования развития активных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2018. № 1. С. 2–6.
6. *Есяков С.Я., Лунин К.А., Стенников В.А., Воропай Н.И., Редько И.Я., Баринов В.А.* Трансформация электроэнергетических систем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 4. С. 134–141.
7. *Воропай Н.И., Губко М.В., Ковалев С.П., Массель Л.В., Новиков Д.А., Райков А.Н., Сендеров С.М., Стенников В.А.* Проблемы развития цифровой энергетики в России // Проблемы управления. 2019. № 1. С. 2–14.
8. *Шарыгин М.В., Куликов А.Л.* Защита и автоматика систем электроснабжения с активными промышленными потребителями. Н. Новгород, изд-во РАНХ и ГС. 2017. 284 с.
9. *Илюшин П.В.* Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети: монография. — М.: НТФ “Энергопрогресс”. 2020. 116 с.
10. *Илюшин П.В.* Особенности реализации многопараметрической делительной автоматики в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 2. С. 12–24.
11. *Рибейро Пауло Ф., Дуке Карлос А., да Силвейра Пауло М., Серкейра Аугусто С.* Обработка сигналов в интеллектуальных сетях энергосистем. М.: ТЕХНОСФЕРА, 2020. 480 с.
12. *Belega D., Macii D., Petri D.* Fast synchrophasor estimation by means of frequency-domain and time domain algorithms // IEEE Trans. Instrum. Meas. 2014. V. 63. № 2. P. 388–401.
13. *СТО 59012820.29.020.011-2016.* Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования. М.: АО “СО ЕЭС”. 2016. 37 с.
14. *IEEE Std C37.118.2-2011.* IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.
15. *Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С.* Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы на основе интеграции данных SCADA и УСВИ // Электричество. 2009. № 6. С. 2–9.
16. *Илюшин П.В.* Особенности учета параметров нагрузки при анализе переходных процессов в сетях с объектами распределенной генерации // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 6(51). С. 54–60.
17. *Илюшин П.В.* Особенности функционирования устройств автоматической частотной разгрузки в энергорайонах с объектами распределенной генерации // Релейная защита и автоматизация. 2018. № 3. С. 20–27.
18. *Kezunovic M., Meliopoulos S., Venkatasubramanian V., Vittal V.* Application of Time-Synchronized Measurements in Power System Transmission Networks. NY: Springer, 2014. 190 p.
19. *Borkowski D., Bien F.* Improvement of Accuracy of Power System Spectral Analysis by Coherent Resampling // IEEE Trans. on power delivery. 2009. V. 24. № 3. July. P. 1004–1013.
20. *Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б., Севостьянов А.А.* Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учеб. для вузов. М.: Издательский центр “Академия”. 2010. 223 с.
21. *Гамм А.З.* Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука. 1976. 220 с.

Adjusting the Requirements to the Accuracy of Digital Processing of Current and Voltage Signals in Active Industrial Power Systems

A. L. Kulikov^a, P. V. Ilyushin^{b, *}, G. Y. Vagin^a, and A. A. Sevostyanov^a

^aNizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russia

^bEnergy Research Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

*e-mail: ilyushin.pv@mail.ru

Integrating distributed generation sources (DGS) is one of the key developments in industrial power systems. This diversifies the operating situations and prevents visual recognition of the operating mode for manual control; as a result, such a system will need automatic real-

time controls. Switching from passive to active industrial power systems requires adjusting the requirements appropriately, including the requirements to communication systems, metering and instrumentation, automation, monitoring, and control. The algorithms that are used by phasor measurement units (PMU) and PMU-based smart devices to estimate current and voltage parameters are of fundamental importance. Active industrial power systems are more demanding with respect to electric power quality and instrumentation accuracy. Calculations herein show that the existing standards and their requirements to current and voltage measurement error in PMUs are not in line with what active DGS-enabled industrial power systems require; the margin of error must be narrower. The paper analyzes how signals are processed digitally when there are short frequency fluctuations in a wide dynamic range, and how distortion factors affect the sinusoidality of currents and voltages.

Keywords: active industrial power systems, measurement error, digital signal processing, phasor measurement units, smart devices, distributed generation sources, relay protection, emergency automation

УДК 005:621.3 (470+571)

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РИСКИ ДЛЯ ИНВЕСТИЦИЙ В РОССИЙСКУЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ

© 2021 г. Г. И. Шевелева*

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

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

Поступила в редакцию 15.10.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

В статье представлены результаты анализа перераспределения собственности в российских генерирующих компаниях электроэнергетики и складывающейся практики их корпоративного управления в постреформенный период. Выявлены дополнительные риски для инвесторов, возникшие в связи с увеличивающейся концентрацией собственности как у государства, так и у частных владельцев генерирующих активов. Показан формальный подход этих компаний к соблюдению международных принципов корпоративного управления и “мягкого права”, заложенных в новый российский Кодекс корпоративного управления. Отмечено, что недооценка такого рода рисков — не в интересах инвесторов и не способствует увеличению инвестиционной привлекательности отечественной электроэнергетики.

Ключевые слова: риски, инвесторы, российские генерирующие компании электроэнергетики, собственность, корпоративное управление

DOI: 10.31857/S0002331021010131

ВВЕДЕНИЕ

Проблема повышения инвестиционной привлекательности российских генерирующих компаний электроэнергетики не утратила своей актуальности после реформирования российской электроэнергетики, поскольку не была решена одна из его ключевых задач — создание условий для привлечения частных инвестиций. В современных условиях инвестиции в ценные бумаги этих компаний связаны с повышенной степенью риска. Существенные риски, способные повлиять на их результативность и перспективы развития, публикуемые в Ежеквартальных отчетах (раздел 2.4. Риски, связанные с приобретением размещаемых (размещенных) ценных бумаг), на наш взгляд, не являются исчерпывающими для инвесторов.

В изменившихся условиях возникли дополнительные и не менее существенные риски для инвестиций в ценные бумаги российских генерирующих компаний электроэнергетики, выявление которых являлось целью проведенного исследования.

Рассматривались оптовые и территориальные генерирующие компании электроэнергетики (ОГК и ТГК; далее — генерирующие компании). Выявлены дополнительные риски, главным образом, посредством: сравнительного анализа структуры акционерного капитала генерирующих компаний в 2009 и 2019 годах; оценки соблюдения этими компаниями принципов нового российского Кодекса корпоративного управления (далее — Кодекс) [1], базирующегося на общепризнанных в мире принципах корпоратив-

ного управления Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) [2]; дополнительного анализа обобщенных данных о практике корпоративного управления с официальных сайтов этих компаний.

В качестве методологии оценки соблюдения генерирующими компаниями принципов Кодекса были преимущественно использованы Рекомендации Банка России для отчетов “О соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления” (Письмо Банка России от 17.02.2016 № ИН-06-52/8). Исследованы генерирующие компании, опубликовавшие такие отчеты в их годовой отчетности за 2017–2018 гг. Не рассматривались ООО “Сибирская генерирующая компания” и генерирующие компании ПАО “ЛУКОЙЛ”, не разместившие отчеты “О соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления” на своих официальных сайтах, а также ПАО “Фортум”, отчет которой не соответствовал рекомендациям Банка России. Включена в исследование ПАО “Иркутскэнерго” (сейчас АО “ЕвроСиб-Энерго”), не входящая в состав ОГК и ТГК.

Скорректированы в изменившихся условиях прежние результаты исследований автора в этой области [3, 4]. Использованы данные исследований в области корпоративного управления Школы бизнеса им. Шулиха Йоркского университета [5], Санкт-Петербургского государственного университета [6], Российской экономической школы [7], Института экономики переходного периода [8], Российского института директоров [9, 10], Центра стратегических исследований МГИМО [11], Ассоциации независимых директоров и НИУ “Высшая школа экономики” [12, 13], информационных агентств [14] и другие источники информации [15–21].

Выявлены дополнительные существенные риски для инвесторов генерирующих компаний. Они связаны с перманентным перераспределением и увеличением концентрации собственности, а также с корпоративным управлением в этих компаниях. Отмечено, что при высокой концентрации собственности у государства возможно продвижение его социальных и стратегических программ за счет акционерной стоимости компаний. Увеличение концентрации собственности у частных мажоритарных акционеров приводит к выводу средств в аффилированные структуры (включая офшорные зоны), сосредоточение “точек прибыли” в других видах подконтрольной им деятельности. Риски корпоративного управления, в основном, касались формального подхода мажоритарных собственников к соблюдению международных принципов корпоративного управления в интересах инвесторов, несовпадения относительно развитой нормативно-правовой базы отечественного корпоративного управления (включая Кодекс) с юридической точки зрения (“де-юре”) и ее реального исполнения (“де-факто”).

Отмечена определенная корреляция полученных результатов с данными исследований в этой области Санкт-Петербургского государственного университета, Российского института директоров, Центра стратегических исследований МГИМО, Ассоциации независимых директоров и НИУ “Высшая школа экономики”, Центра социального проектирования “Платформа” [6, 9–13, 18].

РИСКИ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ И КОНЦЕНТРАЦИИ СОБСТВЕННОСТИ

При реформировании российской электроэнергетики была создана новая отраслевая структура собственности. Из ранее управляемых РАО “ЕЭС России” и реорганизованных “АО-энерго” были выделены и образованы 6 крупных оптовых генерирующих компаний по экстерриториальному принципу и 14 территориальных генерирующих компаний – по территориальному. Генерирующая компания ОАО “ГидроОГК” (сейчас ПАО “РусГидро”) объединила большинство гидрогенерирующих активов. Атомные электростанции вошли в АО “Концерн Росэнергоатом”.

Основные акционеры ОГК и ТГК после ликвидации РАО “ЕЭС России” (2008 г.) приведены в табл. 1. Их состав определен главным образом на основе информации

Таблица 1. Основные акционеры генерирующих компаний электроэнергетики, 2009 г.

Компании (ОАО)	Основные акционеры и их доли в акционерном капитале, %
“ОГК-1”	ОАО “ФСК ЕЭС” (40,2), ОАО “РусГидро” (21.2)
“ОГК-2”	ООО “Депозитарные и корпоративные технологии” (НД) (47.2), ЗАО “Газэнергопромбанк” (НД) (12.8), ЗАО “Депозитарно-клиринговая компания” (НД) (20.9)
“ОГК-3”	ОАО ГМК “Норильский никель” (65.0)
“ОГК-4”	Немецкий энергетический концерн E.ON (78.1)
“ОГК-5”	Enel Investment Holding B.V. (56.4), РФ в лице Федерального агентства по управлению госимуществом (26.4)
“ОГК-6”	ОАО “Центрэнергохолдинг” (42.9), ОАО “ФСК ЕЭС” (9.6), ООО “Инвест-Генерация” (10.3)
“ТГК-1”	ООО “Газпромэнергохолдинг” (51.8), Fortum Power and Heat OY (25.7)
“ТГК-2”	ООО “КОРЕС ИНВЕСТ” (ДУ) (44.8), “Дойче Банк” (НД) (26.4), ЗАО “Депозитарно-клиринговая компания” (НД) (16.2)
“ТГК-3”	ООО “Газпромэнергохолдинг” (53.5), Правительство г. Москвы (26.4)
“ТГК-4”	Группа “Онэксим” (48.1)
“ТГК-5”	ООО “КЭС-Холдинг” (ДУ) (26.3), РФ в лице Федерального агентства по управлению госимуществом (25.1), Integrated Energy systems Limited (19.8)
“ТГК-6”	ООО “КЭС-Холдинг” (ДУ) (23.6), Jamica Limited (9.4), Integrated Energy systems Limited (19.8), Primagate Trading Limited (18.4)
“ТГК-7”	ООО “КЭС-Холдинг” (ДУ) (45.0), Integrated Energy systems Limited (13.4)
“ТГК-8”	ОАО “Лукойл” (79.7), ЗАО “Энергоактив” (10.5), ЗАО “Энергохолдинг” (9.8)
“ТГК-9”	ООО “КЭС-Холдинг” (ДУ) (75.0)
“ТГК-10”	Fortum Russia B.V. (92.9)
“ТГК-11”	ООО “Депозитарные и корпоративные технологии” (НД) (50.5), ЗАО “Депозитарно-клиринговая компания” (НД) (34.8)
“ТГК-12”	ОАО “СУЭК” (49.6)
“ТГК-13”	ОАО “СУЭК” (50.0)
“ТГК-14”	ООО “Энергопромсбыт” (32.2), ОАО ГМК “Норильский никель” (27.8)

из годовых и ежеквартальных отчетов этих компаний за 2009 г. При отсутствии данных приведены доли номинальных держателей (НД) или доверительных управляющих (ДУ).

Данные табл. 1 показывают, что государство изначально осталось в генерации российской электроэнергетики (ОАО “ОГК-1”, ОАО “ОГК-5”, ОАО “ОГК-6”, ОАО “ТГК-1”, ОАО “ТГК-3”, ОАО “ТГК-14”).

Появились крупные иностранные стратегические инвесторы — немецкий E.ON (ОАО “ОГК-4”), итальянская Enel (ОАО “ОГК-5”) и финский Fortum (ОАО “ТГК-10”).

Возникли первые офшорные зарубежные компании — Jamica Limited (ОАО “ТГК-6”), Integrated Energy systems Limited (ОАО “ТГК-5”, ОАО “ТГК-6”, ОАО “ТГК-7”), Primagate Trading Limited (ОАО “ТГК-6”).

Весомая доля генерирующих активов перешла к российским частным предпринимателям (ОАО “ОГК-3”, ОАО “ТГК-2”, ОАО “ТГК-4”, ОАО “ТГК-5”, ОАО “ТГК-6”, ОАО “ТГК-7”, ОАО “ТГК-8”, ОАО “ТГК-9”, ОАО “ТГК-12”, ОАО “ТГК-13”).

Ни иностранные, ни российские институциональные инвесторы (акционерные и паевые инвестиционные фонды, пенсионные фонды и страховые компании и др.) не

стали существенным компонентом структуры акционерного капитала генерирующих компаний.

За минувшие годы структура генерирующих активов и, соответственно, состав основных собственников генерирующих компаний непрерывно менялись, многие из отраслевых активов были переименованы. Перераспределение собственности происходило между государством, иностранными и отечественными частными владельцами, а также внутри каждой из этих групп.

Основные акционеры и их доли в акционерном капитале генерирующих компаний по итогам 2019 г. представлены в табл. 2. Видна новая структура генерирующих активов электроэнергетики, по-прежнему преимущественно выявленная по данным с их официальных сайтов. Она отличается относительным укрупнением — вместо 21 оптовых и территориальных генерирующих компаний электроэнергетики после ликвидации РАО “ЕЭС России” — 16 ОГК и ТГК. Такое укрупнение было, в основном, обусловлено объединением ОАО “ТГК-12” и ОАО “ТГК-13” в Группу “Сибирская генерирующая компания”, а также присоединением ОАО “ТГК-5”, ОАО “ТГК-6”, ОАО “ТГК-9” к ОАО “ТГК-7” (“Волжская ТГК”), переименованной в 2015 г. в ПАО “Т Плюс”.

Наметилась устойчивая тенденция увеличения присутствия государства в генерирующих компаниях с сопутствующим увеличением концентрации собственности. ПАО “Интер РАО ЕЭС” приобрело 100% голосующих акций АО “ТГК-11”, провело реорганизацию в части 100% владения акциями ОАО “ОГК-1”, ОАО “ОГК-3”, присоединило генерирующие активы ОАО “Башкирэнерго”. В ООО “Газпром энергохолдинг” вошли ОАО “ОГК-2” и ОАО “ОГК-6”. Ведутся переговоры об объединении входящей в группу “Ренова” В. Вексельберга ПАО “Т Плюс” с ООО “Газпром энергохолдинг”. Сделка обсуждалась еще в 2011 г., предполагалось, что в объединенной компании “Газпрому” будет принадлежать 75% минус одна акция, “Ренове” — не менее 25% плюс одна акция [14].

Увеличение концентрации собственности наблюдалось не только в государственных компаниях, но и в компаниях с иностранными и частными российскими собственниками. Доля немецких энергетических концернов в акционерном капитале бывшей ОАО “ОГК-4” увеличилась с 78.1% (2009 г.) до 83.7% (2019 г.), доля финских держателей крупных пакетов акций ПАО “Фортум” (бывшая ОАО “ТГК-10”) — с 92.9% (2009 г.) до 98.3% (2019 г.).

Частные российские предприниматели также увеличили свои доли в акционерном капитале генерирующих компаний, находящихся в их владении. Как отмечено выше, в Группу “Сибирская генерирующая компания” были объединены ОАО “ТГК-12” и ОАО “ТГК-13”. ОАО “ТГК-7” (“Волжская ТГК”) переименована в 2015 г. в ПАО “Т Плюс” после присоединения к ней ОАО “ТГК-5”, ОАО “ТГК-6”, ОАО “ТГК-9”.

В действительности уровень концентрации собственности в генерирующих компаниях электроэнергетики еще выше, чем показывает официальная статистика. Это обусловлено владением их акциями структурами, контролируемыми мажоритарными акционерами или структурами, аффилированными с этими акционерами и обеспечивающими им сохранение фактического контроля над компаниями. В частности, находящиеся в составе основных акционеров генерирующих компаний ПАО “Центрэнергохолдинг” является дочерним обществом ООО “Газпром энергохолдинг”; ООО “Газпром энергохолдинг” — 100-процентное дочернее общество ПАО “Газпром”; ООО “Энергопромсбыт” — дочернее общество ОАО “РЖД”. Группа “Синтез”, являющаяся мажоритарным акционером ОАО “ТГК-2”, принадлежит российскому предпринимателю Л. Лебедеву. Этой же Группе подконтрольны ООО “Корес Инвест”, иностранные офшорные компании Джанан Холдингс Лимитед, Ралтака Энтерпрайзес Лтд и Литим Трейдинг Лимитед, входящие в состав основных акционеров ОАО “ТГК-2” (см. табл. 2). По данным Единого государственного реестра юридических лиц ОАО “ТГК-2” также яв-

Таблица 2. Основные акционеры генерирующих компаний электроэнергетики, 2019 г.

Компании	Основные акционеры и их доли в акционерном капитале, %
ОАО “ОГК-1”	ПАО “Интер РАО ЕЭС” (100)
ПАО “ОГК-2”	ПАО “Центрэнергохолдинг” (73.4)
ОАО “ОГК-3”	ПАО “Интер РАО ЕЭС” (100)
ПАО “Юнипро” (ОГК-4)	Uniper SE (Германия) (83.7)
ПАО “Энел Россия” (ОГК-5)	Энел С.п.А. (Италия) (56.4), Пи-Эф-Ар Партнерс Фанд Лимитед (Кипр) (19.0), Просперити Капитал Менеджмент Лимитед (Каймановы острова) (7.7)
ПАО “РусГидро”	РФ (Федеральное агентство по управлению госимуществом) (61.2), ПАО “Банк ВТБ” (13.1), ООО “Авитранс” (6.0)
ПАО “ТГК-1”	ООО “Газпром энергохолдинг” (51.8), Fortum Power and Heat Oy (Финляндия) (29.5)
ОАО “ТГК-2”	Литим Трейдинг Лимитед (Британские Виргинские острова – БВО) (1.5), ООО “Корес Инвест” (9.5), Джанан Холдингс Лимитед (БВО) (14.7), Рал-така Энтерпрайзес Лтд (БВО) (7.3), ООО “Долговое агентство” (27.0)
ПАО “Мосэнерго” (ТГК-3)	ООО “Газпромэнергохолдинг” (53.5), Правительство г. Москвы (26.5)
ПАО “Квадра” (ТГК-4)	ООО “Группа ОНЭКСИМ” (52.0), ООО “БизнесИНФОРМ” (25.7)
ПАО “Т Плюс” (ТГК-5, ТГК-6, ТГК-7, ТГК-9)	ЗАО “КЭС – Холдинг” (32.3), Бруквид Трейдинг Лимитед (Кипр) (20.5), Готелия Менеджмент Лимитед (Кипр) (12.2), Мерол Трейдинг Лимитед (Кипр) (11.7)
Генерирующие компании ПАО “ЛУКОЙЛ” (ТГК-8)	ПАО “ЛУКОЙЛ” (100)
ПАО “Фортум” (ТГК-10)	Fortum Russia B.V. (Финляндия) (69.9), Fortum Holding B.V. (28.4)
АО “ТГК-11”	ПАО “Интер РАО ЕЭС” (100)
АО “Кузбассэнерго” (ТГК-12)	Siberian Energy Investment Ltd (Кипр) (100)
АО “Енисейская ТГК (ТГК-13)”	Siberian Energy Investment Ltd (Кипр) (100)
ПАО “ТГК-14”	ООО “Энергопромсбыт” (39.8), ЗАО “УК Тринфико” (20.6), АО “УК Трансфингруп” (20.0)

ляется учредителем одного из его основных акционеров – ООО “Долговое Агентство”. М. Прохоров контролирует основных акционеров ПАО “Квадра” – ООО “Группа ОНЭКСИМ” и ООО “БизнесИНФОРМ” [17].

Увеличение концентрации собственности в генерирующих компаниях нередко сопровождалось недобросовестным поведением мажоритарных собственников. Они “размывали” пакеты акций миноритарных владельцев размещением дополнительных эмиссий, выкупаемых аффилированными с ними структурами, вынуждали миноритарных акционеров продавать акции по ценам, значительно ниже их первоначального размещения.

Государство на начало 2020 г. контролировало 63.9% установленной электрической мощности ОГК и ТГК электроэнергетики, частные предприниматели – 22.47%, иностранные собственники – 13.63% (по результатам выполненных расчетов на данных с официальных сайтов этих компаний). Велика вероятность дальнейшего увеличения концентрации акционерного капитала у явно доминирующих среди собственников

генерирующих компаний крупных отечественных промышленных групп вследствие их высоких лоббистских возможностей.

По мнению И. Беликова “в рамках сложившейся в России модели отношений крупного бизнеса и государства последнее объективно заинтересовано в сохранении высокой концентрации акционерного капитала крупных компаний. Иметь дело с небольшим числом контролирующих акционеров, являющихся российскими гражданами, государству гораздо проще, чем с компаниями с большим числом акционеров, в числе которых есть крупные западные институциональные инвесторы с прочными связями в политическом руководстве своих стран и в ведущих западных СМИ” [10].

Перманентное перераспределение собственности и увеличение ее концентрации в генерирующих компаниях с государственным участием подвергает инвесторов рискам использования государством своего влияния для продвижения своих социальных и стратегических программ за счет акционерной стоимости компаний. Скорее всего это связано с систематическим смещением функций государства как регулятора и акционера, явно противоречащее основному принципу корпоративного управления ОЭСР для компаний с государственным участием, четко разделяющим эти функции. Не исключены риски, когда за влиянием государства на публичные компании стоят интересы отдельных групп акционеров [15]. В роли регулятора корпоративных отношений государство добилось определенных успехов, однако как совладелец бизнеса оно зачастую отстает от частных собственников, исключительно сосредоточившись на реализации своих прав и игнорируя интересы других акционеров.

Возрастающая доля государства в акционерном капитале генерирующих компаний обычно приводит к росту числа бывших государственных служащих среди членов их советов директоров и генеральных директоров. В компаниях с государственным участием практикуется направление директив для голосования членам советов директоров по наиболее важным вопросам (назначение/увольнение генерального директора и утверждение договора с ним, утверждение стратегии, внесение изменений в ряд внутренних документов, утверждение размера дивидендов и т.п.). При этом число вопросов, по которым направляются директивы для голосования, постоянно расширяется. Как правило, авторы проектов решений, включаемых в директивы, неизвестны членам советов директоров, а проекты ими предварительно не обсуждаются. Случаев голосования против предложенных в директивах проектов решений немного, видимо, не проголосовавшие при выдвижении на следующий срок могут не войти в число кандидатов в советы директоров. Не исключено, что такая практика голосования по директивам может негативно повлиять на решения по голосованию независимых директоров и нанести ущерб другим акционерам. При этом деформируется институт независимых директоров в компаниях с государственным участием. Бывшие чиновники в их составе служат интересам государства и перестают быть ответственными за всех акционеров и за состояние компании в целом [13].

В зарубежной практике ограничивают и даже не допускают к избранию министров, государственных секретарей и других высокопоставленных государственных служащих, участвующих в принятии решений по управлению, в состав советов директоров государственных компаний. Это делается главным образом с целью предотвращения конфликта интересов политиков, регуляторов и других акционеров. Более того, такие ограничения нужны для исключения лоббирования менеджментом их интересов через обладающих регуляторными полномочиями государственных служащих в советах директоров, исключения предоставления преференций по сравнению с частными компаниями.

В постреформенные годы среди основных акционеров генерирующих компаний появились иностранные офшорные компании. Офшоризация собственности особенно характерна для частных российских мажоритарных собственников ОАО “ТГК-2”, ПАО “Т Плюс” и ООО “Сибирская генерирующая компания”. Более всего офшорных

компаний присутствует в акционерном капитале ОАО “ТГК-2”. Офшоризация собственности в большинстве случаев приводит к значительному увеличению конфликтов интересов между мажоритарными и миноритарными акционерами. Для миноритарных акционеров возрастают риски упущенной выгоды, главным образом, по причине вывода крупными собственниками средств из компаний в аффилированные с ними структуры в офшорных зонах. Эти риски еще более увеличиваются, когда крупные российские частные владельцы генерирующих активов перестают быть налоговыми резидентами России, хотя и продолжают управлять этими российскими активами из-за рубежа (например, ООО “Сибирская генерирующая компания”).

Велики риски для инвесторов ценовой дискриминации и низкой рыночной капитализации генерирующих компаний, приватизированных российским бизнесом. Этот бизнес представлен главным образом крупными потребителями электроэнергии (“Русал” и др.) и поставщиками топлива (“СУЭК” и др.). Производство электроэнергии для него не является ключевым, поэтому “точки прибыли” вероятнее всего будут сосредоточены в других видах подконтрольной деятельности.

Отмечена тесная взаимосвязь структуры собственности и корпоративного управления в российских публичных компаниях, подтвержденная многочисленными исследованиями, включая отечественных экономистов. Более глубокими из них, на наш взгляд, являются выполненные сотрудниками Института экономики переходного периода, отрицающих прямую адаптацию в Россию мировых “типовых” моделей корпоративного управления и обосновавших создание особой “русской” модели корпоративного управления вследствие специфичности отечественной структуры экономики и правовой среды [8]. Специфика формирующейся модели порождает характерные риски корпоративного управления для инвестиций в ценные бумаги генерирующих компаний.

РИСКИ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Корпоративное управление (corporate governance) по определению — это власть (governance) на уровне отдельной компании. Соответственно риски корпоративного управления для инвесторов в ценные бумаги генерирующих компаний главным образом обусловлены устройством и реализацией власти в этих компаниях. Ее своеобразным индикатором является соблюдение принципов корпоративного управления Кодекса (далее — принципы Кодекса), нацеленного на защиту интересов всех акционеров независимо от размера пакета акций, которым они владеют. Чем более высокого уровня защиты интересов акционеров удастся достичь российским акционерным обществам, тем на большие инвестиции они могут рассчитывать [1].

Оценка соблюдения генерирующими компаниями принципов Кодекса выполнена преимущественно на основе данных отчетов “О соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления” в их годовых отчетах за 2017–2018 гг. по семи разделам:

I. Права акционеров и равенство условий для акционеров при осуществлении ими своих прав.

II. Совет директоров.

III. Корпоративный секретарь.

IV. Система вознаграждения членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников.

V. Система управления рисками и внутреннего контроля.

VI. Раскрытие информации, информационная политика.

VI. Существенные корпоративные действия.

Перечисленные разделы Кодекса включали 24 подраздела с 79 принципами корпоративного управления под трехразрядными номерами (“1.1.1.” или “1.2.3.” и т.д.) и

128 критериями оценки соблюдения каждого из них, рекомендованными Банком России. При оценке дополнительно учитывался статус соответствия каждому критерию оценки соблюдения этих принципов: “соблюдается”, “частично соблюдается”, “не соблюдается”.

На примере соблюдения принципов Кодекса в 2017–2018 гг. генерирующей компанией ПАО “ОГК-2”, представленной в табл. 3, показано, как были получены результаты соблюдения принципов Кодекса по каждой генерирующей компании, вошедшей в исследование.

В таблицу 4 сведены только итоговые результаты полученных значений количества “соблюдаемых”, “частично соблюдаемых” и “не соблюдаемых” генерирующими компаниями критериев Кодекса в 2017–2018 гг., рекомендованных Банком России (в том числе в процентах).

Значения табл. 4 показывают наличие существенных различий в соблюдении принципов Кодекса. Лидерами по их соблюдению в 2018 г. являлись государственные компании ПАО “Интер РАО”, ПАО “РусГидро” и итальянская ПАО “Энел Россия”. Из 128 оцениваемых критериев соответствия этим принципам они соблюдали, соответственно, 125, 123 и 120 критериев. Замыкали список компании с частными собственниками – ОАО “ТГК-2” и ПАО “Иркутскэнерго”, с 58 и 38 критериями соблюдения. Они оказались явными аутсайдерами. При сравнительном анализе значений лидеров и аутсайдеров по статусу “не соблюдаются” практически наблюдалась аналогичная корреляция, но разрыв значений был более внушительным. ПАО “Интер РАО”, ПАО “Энел Россия”, ПАО “РусГидро” не соблюдали 1, 3 и 3 критерия, соответственно. ПАО “Иркутскэнерго” – 27, ПАО “Квадра” – 31 и ОАО “ТГК-2” – 33 критерия, отставая по их соблюдению в 27–33 раза от ПАО “Интер РАО”.

Отмечены не менее существенные различия по статусу соответствия принципам Кодекса по отдельным компаниям. Из данных табл. 4 видно, что в генерирующих компаниях, лидирующих по соблюдению этих принципов, доли составляющих статуса соответствия (“соблюдаются”, “частично соблюдаются”, “не соблюдаются”) в 2018 г. среди 128 оцениваемых критериев имели следующие пропорции: ПАО “Интер РАО” – 97,6, 1,6, 0,8%; ПАО “Энел Россия” – 93,8, 3,9, 2,3%; ПАО “РусГидро” – 96,1, 1,6, 2,3%. В компаниях-аутсайдерах наблюдалось относительное смещение в сторону увеличения “частично соблюдаемых” и “не соблюдаемых” критериев: ПАО “Иркутскэнерго” – 29,7, 49,2, 21,1%; ПАО “Квадра” – 58,6, 17,2, 24,2%; ОАО “ТГК-2” – 45,3, 28,9, 25,8%.

Видны разнонаправленные изменения в соблюдении критериев Кодекса в 2017 и в 2018 гг. Компании-лидеры, а также ПАО “Юнипро” и ПАО “Квадра”, в среднем, на 11–12% увеличили количество соблюдаемых критериев, у остальных генерирующих компаний произошло их снижение, причем у ПАО “ТГК-1” и ПАО “Иркутскэнерго” практически на том же уровне. Отмечено увеличение числа несоблюдаемых критериев. Оно наблюдалось главным образом у компаний-аутсайдеров. Увеличилась доля несоблюдаемых критериев у ПАО “Иркутскэнерго” с 14,8% в 2017 г. до 21,1% в 2018 г., у ОАО “ТГК-2” – с 22,7 до 25,8% соответственно. Количество частично соблюдаемых критериев возросло только у трех генерирующих компаний – ПАО “Мосэнерго”, ПАО “Иркутскэнерго” и ПАО “ТГК-1”.

Выявлены наименее соблюдаемые в 2017–2018 гг. подавляющим большинством генерирующих компаний оценочные критерии принципов Кодекса, рекомендованные Банком России. Они представлены в табл. 5 и перечислены по мере возрастания числа генерирующих компаний, не соблюдавших эти критерии.

Выполнен дополнительный анализ выявленных наименее соблюдаемых генерирующими компаниями критериев Кодекса в контексте соблюдения ими международного “мягкого права” – “соблюдай или объясняй” (рекомендованы ОЭСР для стран с относительно слабыми правовыми и регуляторными структурами) [2]. С этой целью

Таблица 3. Соблюдение принципов Кодекса ПАО «ОГК-2», 2017–2018 гг.

Под-разде-лы	Число принципов, рекомендо-ванных Кодексом	Число критериев оценки соблюдения принципа	Статус соответствия критериям оценки соблюдения принципов					
			2017			2018		
			соблюда-ется	не соблюда-ется	частично соблюда-ется	соблю-дается	не соблю-дается	частично соблюда-ется
I. Права акционеров и равенство условий для акционеров при осуществлении ими своих прав								
1.1.	6	14	12	—	2	12	—	2
1.2.	4	5	3	1	1	3	1	1
1.3.	2	2	2	—	—	2	—	—
1.4.	1	1	1	—	—	1	—	—
II. Совет директоров								
2.1.	7	12	9	1	2	9	1	2
2.2.	2	3	2	1	—	2	1	—
2.3.	4	5	—	2	3	—	2	3
2.4.	4	6	2	2	2	3	2	1
2.5.	3	4	2	2	—	2	2	—
2.6.	4	8	4	2	2	4	2	2
2.7.	4	4	3	1	—	3	1	—
2.8.	6	13	4	2	7	4	2	7
2.9.	2	3	1	2	—	2	1	—
III. Корпоративный секретарь								
3.1.	2	3	3	—	—	3	—	—
IV. Система вознаграждения членов совета директоров, исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников								
4.1.	4	4	3	1	—	3	1	—
4.2.	3	3	1	1	1	1	1	1
4.3.	3	6	3	3	—	3	3	—
V. Система управления рисками и внутреннего контроля								
5.1.	4	5	3	1	1	4	1	—
5.2.	2	3	2	—	1	2	—	1
VI. Раскрытие информации, информационная политика								
6.1	2	5	3	2	—	4	1	—
6.2	3	7	7	—	—	7	—	—
6.3	2	3	3	—	—	3	—	—
VII. Существенные корпоративные действия								
7.1.	3	5	4	1	—	4	1	—
7.2.	2	4	3	1	—	3	1	—
Всего	79	128	80	26	22	84	24	20

Таблица 4. Соблюдение генерирующими компаниями критериев Кодекса, 2017–2018 гг.

Компании (ПАО)	Соблюдаются				Частично соблюдаются				Не соблюдаются			
	2017		2018		2017		2018		2017		2018	
	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%	кол-во	%
“Интер РАО”	116	90.6	125	97.6	8	6.3	2	1.6	4	3.1	1	0.8
“Энел Россия”	104	81.2	120	93.8	16	12.5	5	3.9	8	6.3	3	2.3
“РусГидро”	100	78.1	123	96.1	25	19.5	2	1.6	3	2.4	3	2.3
“ТГК-1”	102	79.7	89	69.4	23	18.0	37	28.0	3	2.3	2	1.6
“ТГК-14”	81	63.3	93	72.6	38	29.7	24	18.8	9	7.0	11	8.6
“Юнипро”	83	64.8	98	76.5	29	22.7	18	14.1	16	12.5	12	9.4
“ОГК-2”	80	62.5	84	65.6	22	17.2	20	15.6	26	20.3	24	18.8
“Т Плюс”	56	43.8	—	—	50	39.0	—	—	22	17.2	—	—
“Мосэнерго”	66	51.6	62	48.4	48	37.5	56	43.8	14	10.9	10	7.8
“Иркэнерго”	50	39.1	38	29.7	59	46.1	63	49.2	19	14.8	27	21.1
“Квадра”	65	50.8	75	58.6	28	21.9	22	17.2	35	27.3	31	24.2
ОАО “ТГК-2”	60	46.8	58	45.3	39	30.5	37	28.9	29	22.7	33	25.8

были использованы не только данные отчетов “О соблюдении принципов и рекомендаций Кодекса корпоративного управления”, но и информация об их общей практике корпоративного управления с официальных сайтов.

По результатам этого анализа был выявлен формальный подход мажоритарных собственников к соблюдению принципов Кодекса. Он рассматривался в качестве существенного дополнительного риска корпоративного управления для инвестиций в российскую электроэнергетику.

Ниже приведены свидетельствующие об этом наиболее показательные объяснения подавляющего большинства генерирующих компаний причин несоблюдения ими принципов Кодекса. Самые распространенные из них были объединены в две группы. Первая группа — “не предусмотрена, не проводилось, не рассматривались, не определены и т.д.”, вторая — “компания планирует рассмотреть возможность включения, проведения, применения и т.д.”. Эти объяснения показаны на примере соблюдения принципов 7.1.1., 7.1.2., 7.2.2., относящихся к разделу существенных корпоративных действий Кодекса (VII): 7.1.1. Не определен перечень сделок или иных действий, являющихся существенными корпоративными действиями, и критерии для их определения; 7.1.2. Не предусмотрена процедура, в соответствии с которой независимые директора заявляют о своей позиции по существенным корпоративным действиям до их одобрения; 7.2.2. Компания планирует рассмотреть возможность включения во внутренние документы расширенного перечня оснований, по которым члены Совета директоров и иные предусмотренные законодательством лица признаются заинтересованными в ее сделках. Такие типичные для генерирующих компаний в течение ряда лет объяснения причин несоблюдения принципов Кодекса, как минимум, свидетельствуют о несвоевременной реакции советов директоров на соблюдение этих принципов или о скрытом нежелании их выполнения и проведения актуализации внутренних документов.

Не менее формальными являются распространенные среди генерирующих компаний объяснения несоблюдения принципа 6.1.1. Кодекса (разработка и внедрение в компаниях информационной политики): 1. “...информационная политика разработа-

Таблица 5. Наименее соблюдаемые критерии Кодекса, 2017–2018 гг.

Принципы	Критерии оценки соблюдения принципов Кодекса
1.1.6.	3. Советом директоров (СД) при принятии решений по подготовке и проведении общих собраний акционеров рассматривался вопрос об использовании телекоммуникационных средств для предоставления акционерам удаленного доступа для участия в этих собраниях в отчетном периоде.
2.1.7.	1. В течение отчетного периода СД рассмотрел вопрос о практике корпоративного управления.
2.2.1.	2. Годовой отчет содержит информацию об основных результатах оценки работы СД, проведенной в отчетном периоде.
2.7.4.	1. Решения по наиболее важным вопросам должны приниматься на заседании СД квалифицированным большинством, не менее чем в три четверти голосов, или же большинством голосов всех избранных членов СД.
2.8.3.	1. СД создан комитет по номинациям, большинство членов которого являются независимыми директорами. 2. Во внутренних документах определены задачи комитета по номинациям.
6.1.1.	2. СД (или один из его комитетов) рассмотрел вопросы, связанные с соблюдением информационной политики как минимум один раз за отчетный период.
2.5.1.	1. Председатель СД является независимым директором, или же среди независимых директоров определен старший независимый директор.
2.5.2.	1. Эффективность работы председателя СД оценивалась в рамках процедуры оценки эффективности СД в отчетном периоде.
2.9.1.	1. Самооценка или внешняя оценка работы СД, проведенная в отчетном периоде, включала оценку работы комитетов, отдельных членов и СД в целом. 2. Результаты самооценки или внешней оценки СД, проведенной в течение отчетного периода, были рассмотрены на очном заседании СД.
4.1.2.	1. В течение отчетного периода комитет по вознаграждениям рассмотрел политику по вознаграждениям и практику ее внедрения и при необходимости представил соответствующие рекомендации СД.
4.2.2.	1. Если внутренний документ предусматривает предоставление акций членам СД, должны быть предусмотрены и раскрыты четкие правила их владения, нацеленные на стимулирование долгосрочного владения ими.
4.3.1.	3. Предусмотрена процедура, обеспечивающая возвращение премиальных выплат, неправомерно полученных членами исполнительных органов и иными ключевыми руководящими работниками.
7.1.2.	1. Предусмотрена процедура, в соответствии с которой независимые директора заявляют о своей позиции по существенным корпоративным действиям до их одобрения.
2.9.2.	1. Для проведения независимой оценки качества работы СД в течение трех последних отчетных периодов по меньшей мере один раз привлекалась внешняя организация.
4.2.1.	1. Фиксированное годовое вознаграждение являлось единственной денежной формой вознаграждения членов СД в течение отчетного периода.
4.3.2.	1. Внедрена программа долгосрочной мотивации для ключевых руководящих работников с использованием акций и иных финансовых инструментов. 2. Программа долгосрочной мотивации членов исполнительных органов и иных ключевых руководящих работников предусматривает, что право реализации используемых в такой программе акций и иных финансовых инструментов наступает не ранее, чем через три года с момента их предоставления. При этом право их реализации обусловлено достижением определенных показателей деятельности.
2.4.3.	1. Независимые директора составляют не менее одной трети состава СД.
7.2.2.	3. Внутренние документы предусматривают расширенный перечень оснований, по которым члены СД и иные предусмотренные законодательством лица признаются заинтересованными в сделках.

на и утверждена, однако в отчетном периоде связанные с ее соблюдением вопросы не рассматривались по причине соответствия требованиям действующего законодательства и внутренним документам компаний”; 2. “...информационная политика была утверждена до разработки Кодекса и не учитывает введенных им рекомендаций”. Из этих объяснений следует, что советы директоров не выполнили свои самые базовые обязанности по контролю над информационной политикой генерирующих компаний. Кроме того, совсем неубедительным выглядит объяснение “...информационная политика, в основном, соответствует требованиям внутренних документов компании”, когда во многих генерирующих компаниях отсутствует актуализация этих документов. Об этом свидетельствуют результаты дополнительного анализа состава и содержания внутренних документов генерирующих компаний, включая годы утверждения их “Положений об информационной политике”. В частности, в ОАО “ТГК-2” и ПАО “Квадра” — 2006 г., ПАО “ТГК-1” — 2008 г., ПАО “ОГК-2” — 2009 г., ПАО “Иркутскэнерго” — 2011 г. Возможно, что под такими объяснениями скрывается озабоченность генерирующих компаний серьезными рисками раскрытия существенной информации о своей деятельности, перевешивающая возможные выгоды.

Формальными выглядят объяснения причин несоблюдения принципов 2.4.3. (присутствие определенного минимального количества независимых в составах советов директоров) и 2.5.1. (независимость Председателя совета директоров или же определение старшего среди независимых директоров) отсутствием объективной возможности влияния на процесс избрания членов советов директоров. Фактически формирование состава и назначение Председателей советов директоров происходит по рекомендации контролирующего акционера, а голосование является чистой формальностью. Например, в ПАО “Квадра” Совет директоров уже несколько лет формируется контролирующим акционером М. Прохоровым (8 из 9 членов) и до изменения его подхода не планируется менять сложившуюся практику. Это свойственно и государственным компаниям, отчитавшимся о соблюдении этих принципов исходя из результатов анализа дополнительных данных об общей практике корпоративного управления с их официальных сайтов. В частности, в ПАО “РусГидро” 11 из 13 членов Совета директоров — государственные [19–21]. Причем в нарушение требований Кодекса о независимости от мажоритарного акционера ее независимые директора связаны с основным собственником — государством. К примеру, Чекунков А.О. является Генеральным директором АО “Фонд развития Дальнего Востока и Арктики», входящего в единую систему государственных институтов для ускоренного развития Дальнего Востока и Арктики [19].

Не менее формальным выглядит типичное и регулярно используемое объяснение несоблюдения рекомендаций Кодекса по проведению оценки работы советов директоров (принципы 2.2.1., 2.5.2., 2.9.1., 2.9.2.) — “... планируется рассмотреть возможность проведения самооценки работы Совета директоров и/или внешней оценки с обсуждением ее результатов на очном заседании”. На наш взгляд, неоднократно планируя такое рассмотрение, генерирующие компании уже должны задуматься о целесообразности разработки соответствующей методики такой оценки. Как правило, она индивидуальна для каждой из компаний и требует учета стоящих перед ними специфических задач. Однако общая невысокая культура корпоративного управления, низкая активность в этом вопросе миноритарных акционеров не побуждают генерирующие компании заняться разработкой даже самых простых методик оценки работы советов директоров и каждого из членов, их комитетов. Не использованы возможности заказа разработки такой методики профессиональным консультантам и проведения на ее основе оценки, обсуждения полученных результатов на очном заседании Совета директоров, следуя рекомендациям Кодекса [9, 10].

Формальный подход генерирующих компаний к соблюдению принципов Кодекса за последние годы практически не изменился. Более четким стало лишь указание по-

ложений Кодекса, к которым относятся объяснения. По-прежнему отсутствовали рекомендованные Банком России обязательные объяснения, касающиеся: описания контекста, обстоятельств, предпосылок, в связи с которыми компания не следует Кодексу; убедительности и понятности конкретных причин несоблюдения Кодекса; описания используемых компанией альтернативных механизмов, направленных на снижение рисков; планируемых сроков приведения практики корпоративного управления в соответствие с Кодексом [16].

Все выявленные несоблюдаемые генерирующими компаниями критерии Кодекса, рекомендованные Банком России, относятся в рамках делегированных полномочий к зоне ответственности их советов директоров. Советы директоров являются: гарантом соблюдения прав и равных условий для акционеров; утверждают внутренние документы компаний; разрабатывают, утверждают политику компаний по вознаграждениям; обеспечивают контроль над внедрением и реализацией этой политики; определяют принципы и подходы к организации системы управления рисками и внутреннего контроля, отслеживают соответствие им действующей системы и эффективность ее функционирования; обеспечивают разработку и внедрение информационной политики, прозрачность, своевременность и полноту раскрытия информации, необременительный доступ к ней акционеров; осуществляют контроль над практикой корпоративного управления; играют ключевую роль в существенных корпоративных действиях; утверждают независимых оценщиков при осуществлении существенных корпоративных действий для защиты прав и законных интересов акционеров. Однако по результатам исследования видны серьезные расхождения между существенными обязанностями, юридически возложенными на советы директоров генерирующих компаний (“де-юре”), и реальным соблюдением этими советами своих обязанностей (“де-факто”). Наблюдаются своеобразные “ножницы” между качеством норм российского корпоративного законодательства и их реальным исполнением. Не исключена обусловленность этого уже отмеченным выше формальным подходом к соблюдению международных принципов корпоративного управления, включая отсутствие решающей роли советов директоров как органа стратегического управления и контроля над деятельностью менеджмента этих компаний. Ведь с юридической точки зрения собственником является каждый акционер, а реальная власть принадлежит контролирующим акционерам.

Отмечена определенная корреляция полученных результатов с данными исследований в этой области Санкт-Петербургского государственного университета, Российского института директоров, Центра стратегических исследований МГИМО, Центра социального проектирования “Платформа”, Ассоциации независимых директоров и НИУ “Высшая школа экономики”. В этих исследованиях также были подчеркнуты: разрыв между относительно высоким качеством российского корпоративного законодательства и его исполнением; отсутствие разделения функций владения и управления в российских компаниях с полной подконтрольностью их крупным собственникам. В частности, по данным исследований Российского института директоров, только контролирующие акционеры в условиях высокой концентрации акционерного капитала, значительных нерыночных рисках ведения бизнеса, относительно слабой правовой и судебной защите стремятся к сохранению полного контроля над своими компаниями и могут влиять на разработку стратегии и принятие решений. Контролирующие акционеры в состоянии самостоятельно принимать решения о назначении и увольнении генеральных директоров и ключевых топ-менеджеров, сами ставят перед ними ключевые задачи, определяют размер и формы их вознаграждения. Советам директоров отведена роль формального участника этих отношений (нередко — простого наблюдателя) [10]. Характерным подтверждением формального подхода отечественных компаний к соблюдению передовых стандартов корпоративной практики являются данные опросов стейкхолдеров (включая инвесторов), проведенных Ассоциаци-

ей независимых директоров и Центром социального проектирования “Платформа”. По их оценкам, ни одна из генерирующих компаний, даже соответствующая стандартам передовой корпоративной практики по объективным признакам, не вошла в состав 20 лучших по показателю качества корпоративного управления в этих компаниях [12, 18].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выявлены дополнительные риски для инвестиций в российскую электроэнергетику. Они связаны с возрастающей концентрацией собственности и формальным подходом генерирующих компаний электроэнергетики к соблюдению международных принципов корпоративного управления. При отсутствии в этих компаниях конструктивных изменений в структуре акционерного капитала и подходах к соблюдению принципов корпоративного управления в интересах инвесторов считается маловероятным повышение их инвестиционной привлекательности.

Исследование выполнено в рамках научного проекта III.17.4.2. программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310438-1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кодекс корпоративного управления. Нормативные акты и оперативная информация Центрального Банка Российской Федерации // Вестник Банка России. 2014. № 40(1518).
2. OECD (2016). Principles of corporate governance G20/OECD. OECD Publishing, Paris. URL: <https://doi.org/10.1787/9789264252035-ru>
3. Sheveleva G.I. Implementation of international standards of corporate governance in Russian electric power industry // Energy Systems Research. 2018. V. 1. № 3. P. 33–41. <https://doi.org/10.25729/esr.2018.01.0001>
4. Sheveleva G.I. Priority directions in the development of corporate governance in Russia's power industry // Energy Systems Research. 2019. V. 2. № 3. P. 5–10. <https://doi.org/10.25729/esr.2019.03.0001>
5. Джиллис Дж., Барта П., Леблан Р. Структура против функции: эволюция корпоративного управления (на примере США) // Российский журнал менеджмента. 2006. № 4(1). С. 147–162.
6. Бухвалов А.В. Корпоративное управление как объект научных исследований // Российский журнал менеджмента. 2005. Т. 3. № 3. С. 81–96.
7. Гуриев С.М. Мифы экономики. Заблуждения и стереотипы, которые распространяют СМИ и политики / 6-е изд. М.: Манн, Иванов и Фербер, 2017. 320 с.
8. Гуриев С., Лазарева О., Рачинский А., Цухло С. Корпоративное управление в российской промышленности. URL: <http://www.iep.ru/files/text/usaid/KorpUpPR.pdf>
9. Беликов И.В. Оценка работы Совета директоров и высшего менеджмента компании // Акционерное общество: вопросы корпоративного управления. 2008. № 4. С. 14–21.
10. Беликов И. Совет директоров: новый подход. М.: РИПОЛ Классик, 2019. 580 с.
11. Корпоративное управление как фактор повышения инвестиционной привлекательности: коллективная монография / Под ред. Завьяловой Е.Б., Кондратьева В.Б. М.: МГИМО, 2014. 311 с.
12. Индекс корпоративного управления России 2017. URL: http://nand.ru/upload/ux/corporate_governance_index_2017.pdf
13. Долгопятова Т.Г. Предприятия с государственным участием: состояние и возможные подходы к развитию корпоративного управления // Менеджмент и бизнес – администрирование. 2012. № 2. С.104–120.
14. Вексельберг подтвердил, что ведет переговоры о слиянии “Т Плюс” с ГЭХ. URL: <http://www.bigpowernews.ru/print/83095/phtml>
15. Ружанская Л.С. Государство и изменение стратегических аспектов корпоративного управления в российских компаниях // Вестник Новосибирского государственного университета. Сер. Социально-экономические науки. 2010. Т. 10. № 1. С. 3–16.
16. Курицына Е.И. Кодекс корпоративного управления: мониторинг раскрытия публичными акционерными обществами информации о причинах несоблюдения. URL: <http://www.oecd.moex.com/a3895>
17. Ежеквартальный отчет ПАО “Квадра” за 3 квартал 2019. URL: <https://www.quadra.ru/upload/iblock/b48/b48217d591d17de9138aca2faa6270ee.pdf>

18. Корпоративное управление в России: кризис жанра и надежды на будущее / Центр социального проектирования “Платформа” М.: 2018. URL: <http://www.nand.ru/upload/medialibrary/news>
19. Фонд развития Дальнего Востока и Арктики. URL: <https://www.fondvostok.ru/about/>
20. Распоряжение Правительства РФ от 11 августа 2011 г. № 1393-р “Об учреждении автономной некоммерческой организации “Агентство стратегических инициатив по продвижению новых проектов””. URL: <http://government.ru/gov/results/16183/>
21. НП “Научно-технический совет Единой энергетической системы”. URL: <http://www.nts-ees.ru/>

Additional Risks of Investment in the Russian Electric Power Industry

G. I. Sheveleva*

*Federal State Budgetary Institution of Science Melentiev Energy Systems Institute,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

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

The paper presents the results of an analysis of the property redistribution in Russian power generating companies and the emerging practice of their corporate governance in the post-reform period. The research has identified additional investment risks that have arisen in connection with the increasing concentration of property, both in the state and in private owners of generating assets. A formal approach of these companies to the observance of international corporate governance principles and “soft law” stipulated in the new Russian Corporate Governance Code is shown. It is noted that underestimating such risks is not in the interests of investors and does not contribute to an increase in the investment attractiveness of the domestic electric power industry.

Keywords: risks, investors, Russian power generating companies, property, corporate governance

УДК 620.29

ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТ ГИБРИДНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ МИКРОСЕТИ НА СУТКИ ВПЕРЕД

© 2021 г. Мохамед Элгамаль^{1, 3, *}, Н. В. Коровкин^{1, **},
А. Рефаат^{1, 2, ***}, А. Эльмитвалли^{3, ****}

¹Институт энергетики, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия

²Университет Порт-Сауд, Порт-Сауд, Египет

³Университет Мансура, Мансура, Египет

*e-mail: engineer_elgamal@mans.edu.eg

**e-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

***e-mail: ahmed_refaat_1984@eng.psu.edu.eg

****e-mail: kelmitwally@yahoo.co.uk

Поступила в редакцию 02.06.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Предложен новый алгоритм управления функционированием микросети (МС), работающей параллельно с сетью. МС включает в себя различные виды распределенной генерации (РГ) и систему хранения энергии (СХЭ). Прогнозируемые среднечасовые метеорологические данные и графики нагрузок на сутки вперед вводятся из системы энергоменеджмента (СЭМ). Для оптимизации производительности МС на сутки вперед СЭМ формирует график почасовой активной и реактивной мощности акции каждого РГ. СЭМ также определяет периоды зарядки/разрядки СХЭ и управляет системой регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформатора, через который МС подключена к основной сети. Общая цель состоит в том, чтобы максимизировать прибыль МС при удовлетворении всех технических ограничений. МС покупает/продает активную и реактивную мощность из/в основную сеть с изменением цены энергии. Функционирование МС на сутки вперед формулируется как задача оптимизации, решаемая алгоритмом ВАТ на основе комбинированного правила. Кроме того, способность предлагаемой СЭМ проверена сравнением с результатами, опубликованными в современной литературе.

Ключевые слова: микросети, энергоменеджмент, оптимизация, возобновляемая энергетика, распределенная генерация, система хранения энергии, максимизация прибыли микросети

DOI: 10.31857/S0002331021010040

ВВЕДЕНИЕ

МС предлагает многообещающие новые эффективные решения при повышении цен на традиционные источники энергии, росте внимания к экологическим проблемам и возрастании требований к надежности энергоснабжения конечного потребителя. МС – это распределительная сеть, которая включает в себя различные виды РГ для энергообеспечения нагрузки в подключенном режиме к сети или в автономном режиме [1]–[3]. Различные РГ в МС должны работать согласованно, основываясь на СЭМ, алгоритм работы которой должен быть разработан [4]. СЭМ –

это компьютерная система, которая обеспечивает функции, необходимые для безопасной динамической работы МС с электроэнергетической системой (ЭЭС) при минимальных затратах [5]. СЭМ реализует набор функций, таких как мониторинг, обработка и визуализация поступающей информации, а также функцию прогноза мощности генерации, нагрузки и цены на электрическую энергию на рынке электроэнергии. Таким образом, СЭМ оптимизирует производительность МС с учетом технических и экономических ограничений [4].

Структуры управления СЭМ можно условно разделить на три типа, а именно, централизованные, иерархические и децентрализованные [5]. В централизованной СЭМ, рассматриваемой нами далее, центральный контроллер собирает все системные данные, такие как характеристики РГ, эксплуатационные расходы и мощности нагрузок. Затем СЭМ определяет оптимальные решения по управлению энергопотреблением МС и передает эти решения всем местным контроллерам. В иерархической структуре СЭМ контроллер МС обменивается информацией с каждым локальным контроллером в режиме реального времени. Центральный контроллер МС определяет оптимальное решение и отправляет его обратно на местные контроллеры. Главное преимущество централизованных и иерархических подходов является то, что он может получить глобально-оптимальное решение, особенно для небольших МС.

Важнейшим общим звеном в централизованном СЭМ являются алгоритмы оптимизации. Такие как алгоритм роя частиц (particle swarm optimization, далее – PSO), алгоритм ВАТ (алгоритм “летучих мышей”), алгоритм гиперсферического поиска (hyper-spherical search algorithm), методы математического программирования, сети Петри (Petri-net method) и другие методы искусственного интеллекта [6]–[21].

СЭМ для МС на основе различных методов оптимизации для минимизации эксплуатационных расходов и потери мощности приведены в [7]–[21]. Они, однако, включают в себя только вопросы оптимизации отправки активной мощности РГ в основную сеть, что не позволит в полной мере увеличить прибыль МС и уменьшить потери мощности в ней, а также может вызвать перегрузку устройств РГ. СЭМ на основе PSO, которая включает диспетчеризацию отправки активной и реактивной мощности в основную сеть и диспетчеризацию РГ, предложена в [6]. Тем не менее в [6] игнорируется использование типичных вспомогательных устройств, таких как устройства РПН главного трансформатора и шунтирующие конденсаторные батареи.

В этой статье предлагается подход, создающий оптимальное управление на день вперед для МС, работающей параллельно с сетью на основе алгоритма ВАТ. При этом МС имеет фотоэлектрические модули (ФЭ), ветряные турбины (ВТ), микро-турбины (МТ), топливные элементы (ТЭ) и СХЭ. Предлагаемая СЭМ имеет следующие преимущества:

- Строит оптимальное управление всех допускающих управление элементов РГ;
- Поддерживает оптимизацию потоков активной и реактивной мощностей между МС и основной сетью;
- Поддерживает напряжение узлов, устраняет перегрузки линий и предотвращает перенапряжение на РПН;
- Интегрирует в базу данных алгоритма ВАТ новые правила, позволяющие снижать общее время вычислений.

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Целью оптимизации МС и режима ее работы (то есть фактически целью регулирования устройств РГ и СХЭ) является максимизация прибыли МС на сутки вперед. Введем в рассмотрение активные и реактивные мощности всех устройств МС, а также функцию, отражающие величины затрат на эксплуатацию каждого из них. Финансо-

вая прибыль МС в момент времени t ($МС_{\text{ПРИ}}(t)$) рассчитывается как разница финансовых доходов и затрат:

$$МС_{\text{ПРИ}}(t) = [\lambda_{P,b}(t)SP(t) + \lambda_{Q,b}(t)SQ(t)] - [ТРО(t) + ТРЭ(t)], \quad (1)$$

$$\begin{aligned} ТРО(t) = & \sum_{i=1}^{n_{\text{ФЭ}}} P_{\text{ФЭ},i} PO_{\text{ФЭ},i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ВТ}}} P_{\text{ВТ},i} PO_{\text{ВТ},i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{ТЭ}}} S_{\text{ТЭ},i} PO_{\text{ТЭ},i} + \sum_{i=1}^{n_{\text{МТ}}} S_{\text{МТ},i} PO_{\text{МТ},i} + \\ & + \sum_{i=1}^{n_{\text{СХЭ}}} S_{\text{СХЭ},i} PO_{\text{СХЭ},i} + S_{\text{РПН}} PO_{\text{РПН}}. \end{aligned} \quad (2)$$

Первые два слагаемых (уменьшаемое) в (1) представляют общий почасовой доход от продажи активной и реактивной мощности нагрузкам самой МС и основной сети. Вычитаемое — это общие почасовые расходы на техническое обслуживание и эксплуатацию СХЭ и устройств РГ. Величины $\lambda_{P,b}(t)$ и $SP(t)$ обозначают покупную цену активной мощности на рынке (\$/кВт · ч) и количество проданной активной мощности (кВт · ч) в момент времени t , $\lambda_{Q,b}(t)$ и $SQ(t)$ аналогичны для реактивной мощности.

Общий почасовой расход обслуживания ТРО(t) для СХЭ и РГ определяется по (2), где принятые обозначения сведены в нижеследующую таблицу:

Тип оборудования	Ном. мощность i -ой единицы оборудования	Расходы обслуживания i -ой единицы	Число единиц оборудования
ФЭ	$P_{\text{ФЭ},i}$	$PO_{\text{ФЭ},i}$	$n_{\text{ФЭ}}$
ВТ	$P_{\text{ВТ},i}$	$PO_{\text{ВТ},i}$	$n_{\text{ВТ}}$
ТЭ	$S_{\text{ТЭ},i}$	$PO_{\text{ТЭ},i}$	$n_{\text{ТЭ}}$
МТ	$S_{\text{МТ},i}$	$PO_{\text{МТ},i}$	$n_{\text{МТ}}$
СХЭ	$S_{\text{СХЭ},i}$	$PO_{\text{СХЭ},i}$	$n_{\text{СХЭ}}$
РПН	$S_{\text{РПН}}$	$PO_{\text{РПН}}$	1

Отметим, что полная мощность в трансформаторе основной сети $SP_{\text{ПН}}$ является функцией положения РПН и стоимости обслуживания устройства РПН.

Общие почасовые расходы эксплуатации ТРЭ(t) могут быть рассчитаны из следующего соотношения:

$$ТРЭ(t) = P_{\text{ЭОС}}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{СХЭ}}} P_{\text{ЭСХЭ},i}(t) + \sum_{i=1}^{n_{\text{РГ}}} P_{\text{ЭРГ},i}(t), \quad (3)$$

где $P_{\text{ЭОС}}(t)$, $P_{\text{ЭСХЭ},i}(t)$, $P_{\text{ЭРГ},i}(t)$ — эксплуатационные расходы в момент времени t для основной сети, i -ой единицы СХЭ и РГ соответственно.

Почасовая эксплуатационная стоимость энергии, поставляемой основной сетью:

$$P_{\text{Э},\text{ОС}}(t) = \begin{cases} \lambda_{P,b}(t)P_{\text{ОС}}(t), & \text{если } P_{\text{ОС}}(t) > 0 \\ \lambda_{P,s}(t)P_{\text{ОС}}(t), & \text{если } P_{\text{ОС}}(t) < 0, \\ 0, & \text{если } P_{\text{ОС}}(t) = 0 \end{cases} \quad (4)$$

$$P_{\text{Э},\text{ОС}}(t) = \begin{cases} \lambda_{Q,b}(t)Q_{\text{ОС}}(t), & \text{если } Q_{\text{ОС}}(t) > 0 \\ \lambda_{Q,s}(t)Q_{\text{ОС}}(t), & \text{если } Q_{\text{ОС}}(t) < 0, \\ 0, & \text{если } Q_{\text{ОС}}(t) = 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$\lambda_{P,s}(t) = (1 - \alpha)\lambda_{P,b}(t), \quad (6)$$

$$\lambda_{Q,s}(t) = (1 - \alpha)\lambda_{Q,b}(t), \quad (7)$$

$$P_{\text{ЭОС}}(t) = P_{\text{Э},\text{ОС}}(t) + P_{\text{Э},\text{ОС}}(t), \quad (8)$$

где $\lambda_{P,s}(t)$, $\lambda_{Q,s}(t)$ — цены в реальном времени активных и реактивных мощностей, продаваемых из МС в основную сеть; $P_{OC}(t)$, $Q_{OC}(t)$ — активная и реактивная мощность основной сети в момент времени t , а α — это ставка налога мощности, продаваемой основной сети, в этом исследовании ставка налога принята равной 10% [12].

Почасовые эксплуатационные расходы каждого i -го СХЭ моделируется в соответствии с эффективностью работы этой системы. Эксплуатационные расходы могут быть оценены на основе режима заряда ($P_{СХЭ} > 0$) или разряда ($P_{СХЭ} < 0$) следующим образом:

$$P_{ЭСХЭ,i}(t) = \begin{cases} \lambda_{P,b}(t)P_{СХЭ,i}(t)(1 - \eta_{зар}), & \text{если } P_{СХЭ,i}(t) > 0 \\ \lambda_{P,s}(t)P_{СХЭ,i}(t)\left(1 - \frac{1}{\eta_{раз}}\right), & \text{если } P_{СХЭ,i}(t) < 0 \\ 0, & \text{если } P_{СХЭ,i}(t) = 0 \end{cases}, \quad (9)$$

где $P_{ЭСХЭ}$ — эксплуатационные расходы СХЭ; $\eta_{зар}$ — эффективность зарядки; $\eta_{раз}$ — эффективность разряда аккумулятора СХЭ и преобразователя.

Почасовые эксплуатационные расходы каждого i -го диспетчируемого генератора считается как [6], [19]:

$$P_{ЭРГ,i}(t) = \lambda_P(t)P(t) + \lambda_Q(t)Q(t), \quad (10)$$

где $\lambda_P(t)$ — эксплуатационные расходы активной мощности (\$/кВт · ч); $\lambda_Q(t)$ — эксплуатационные расходы реактивной мощности (\$/кВАр · ч); $P(t)$ и $Q(t)$ — средняя активная и реактивная выходная мощность в момент времени t соответственно.

Математическая формулировка нашей задачи во введенных величинах имеет вид:

$$\max \sum_{t=1}^{24} MC_{ПРИ}(P_i(t), Q_i(t)) \quad (11)$$

где $P_i(t)$ и $Q_i(t)$ — соответственно почасовые активная и реактивная выходные мощности управляемых РГ, СХЭ и основной сети. Максимум в (11) следует искать при следующих ограничениях:

1. Ограничения мощностей генерирующих устройств

$$P_{Г,мин}^{(m)} \leq P_{Г}^{(m)}(t) \leq P_{Г,макс}^{(m)}, \quad (12)$$

$$Q_{Г,мин}^{(m)} \leq Q_{Г}^{(m)}(t) \leq Q_{Г,макс}^{(m)}, \quad (13)$$

где $P_{Г}(t)$ — выходная активная мощность генератора m в момент времени t ; $P_{Г,макс}$, $P_{Г,мин}$ — максимальная и минимальная активная мощность генератора m соответственно; $Q_{Г}(t)$ — выходная реактивная мощность генератора m в момент времени t ; $Q_{Г,макс}$, $Q_{Г,мин}$ — максимальная и минимальная реактивная мощность генератора m .

2. Ограничения для СХЭ

$$CЗ_{мин} \leq CЗ(t) \leq CЗ_{макс}, \quad (14)$$

$$\text{Режим зарядки } (P_{СХЭ}(t) > 0), \quad 0 \leq P_{СХЭ}(t) \leq P_{зар,макс}, \quad (15)$$

$$\text{Режим разрядки } (P_{СХЭ}(t) < 0), \quad P_{раз,макс} \leq P_{СХЭ}(t) \leq 0, \quad (16)$$

где $P_{зар,макс}$, $P_{раз,макс}$ — максимальная зарядная и разрядная активная мощность СХЭ, соответственно; $CЗ(t)$ — состояние заряда СХЭ в момент времени t ; $CЗ_{макс}$, $CЗ_{мин}$ — максимальное и минимальное состояние заряда СХЭ соответственно.

3. Ограничения для потока мощности по линии связи с основной сетью

$$S_{i,j}(t) \leq S_{\max}, \quad (17)$$

где $S_{i,j}(t)$ — поток полной мощности между узлами i и j в момент времени t и $S_{\max}$ — максимальный поток мощности между узлами i и j .

4. Ограничения напряжения шины

$$V_{\min} \leq V_i(t) \leq V_{\max}, \quad (18)$$

где $V_i(t)$ — напряжение на узле i в момент времени t ; $V_{\min}$ и $V_{\max}$ — соответственно допустимые минимальное и максимальное напряжение в МС.

5. Ограничения РПН

$$\begin{aligned} T_{\min} &\leq T_{\text{РПН}}(t) \leq T_{\max}, \\ N_{\text{движ}}(t) &\leq N_{\text{движ, макс}}, \end{aligned} \quad (19)$$

где $T_{\text{РПН}}(t)$ — положение отвода устройства РПН трансформатора основной сети в момент времени t ; $T_{\min}$ — минимальное значение $T_{\text{РПН}}(t)$ и $T_{\max}$ — максимальное значение $T_{\text{РПН}}(t)$; $N_{\text{движ}}(t)$ — количество движений РПН в момент времени t ; $N_{\text{движ, макс}}$ — максимальное значение $N_{\text{движ}}$ в день.

Таким образом, задача сформулирована.

II. АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ

Техника ВАР (алгоритм решения задачи нелинейного программирования, использующий идею симулирования процесса поиска насекомых роем летучих мышей) является относительно недавним метаэвристическим методом [12]. ВАР функционирует на основе ряда правил, которые можно настраивать и изменять.

Алгоритм ВАР имеет следующие характеристики: каждая летучая мышь b в популяции ВАР летит случайным образом и посылает импульс с частотой $f_{b,i}$, скоростью эмиссии импульсов $r_{b,i}$ и “громкостью” $A_{b,i}$ на i -й итерации. В процессе поиска каждая летучая мышь, чтобы найти добычу, изменяет частоту, громкость и ставку излучаемого импульса таким образом, что $A_{b,i}$ варьируется от 0.5 до 0, $r_{b,i}$ варьируется от 0 до 1 и $f_{b,i}$ варьируется от 0 до 2.

Обновление скорости (v_b) и положение (x_b) летучей мыши b выполняется следующим образом:

$$f_{b,i} = f_{\min} + \mu(f_{\max} - f_{\min}), \quad (20)$$

$$v_{b,i+1} = w_{b,i}v_{b,i} + f_{b,i}(G_{\text{best},i} - x_{b,i}), \quad (21)$$

$$x_{b,i+1} = x_{b,i} + v_{b,i+1}, \quad (22)$$

$$x_{b,i+1}^* = \begin{cases} x_{b,i+1}, & \text{если } r_{b,i} \geq \mu \\ G_{\text{best},i} + \epsilon\phi A_{b,i}, & \text{если } r_{b,i} < \mu \end{cases}. \quad (23)$$

Здесь $f_{\min}$ и $f_{\max}$ соответственно установлены нами 0 и 2; G_{best} — глобальное лучшее положение (лучшая летучая мышь, соответствующая лучшему решению) всех летучих мышей, и $w_{b,i}$ — коэффициент демпфирования скорости на i -й итерации; μ — это стандартно ($\sigma = 1$) нормально распределенное случайное число, $\mu \in [0, 1]$; ϵ — положительная константа, используемая для ограничения случайного блуждания летучих мышей; ϵ установлен здесь 0.01. Величина ϕ представляет собой стандартно нормально распределенное случайное число $\phi \in [-1, 1]$.

Управляемыми переменными рассматриваемой задачи оптимизации, сформулированной в разделе II, являются среднечасовая активная и реактивная мощности устройств РГ, мощности зарядки (разрядки) СХЭ и положение отвода РПН. Используемый нами алгоритм решения описан ниже, для простоты изложения предполагается, что квант изменения времени равен одному часу.

1. Установка счетчика времени на ноль и чтение данных МС.

2. Инициализация счетчика итераций.

3. Инициализация популяции летучих мышей, для каждой из которых выбирается произвольно (но, естественно, из области допустимых значений) начальный вектор b ее положения. Фактически это начальные значения векторов варьируемых переменных.

4. Каждая летучая мышь в популяции определяет состояние заряда (разряда) СХЭ за каждый час t по следующему набору правил:

а) Если цена $\lambda_{p,b}(t)$ продажи энергии на энергетическом рынке меньше, чем пороговая цена зарядки СХЭ (т.е. 40% от максимальной цены покупки энергии на рынке [23]), то летучая мышь устанавливает мощность СХЭ в качестве положительного значения (режим зарядки) и генерирует случайное значение этой мощности СХЭ $P_{\text{СХЭ}} \in \{0, P_{\text{макс,Зар}}\}$;

б) Если цена $\lambda_{p,b}(t)$ продажи энергии на энергетическом рынке больше, чем пороговая цена зарядки СХЭ, и СХЭ не полностью заряжена ($CЗ(t) < CЗ_{\text{макс}}$), и суммарная активная выработка электроэнергии из возобновляемых ресурсов больше, чем суммарная мощность нагрузки МС, то летучая мышь настраивает мощность СХЭ в качестве положительного значения (режим зарядки) и задает значение мощности СХЭ, равное разности между общей активной мощностью генерации от всех РГ и общей нагрузкой МС;

с) Если цена $\lambda_{p,b}(t)$ покупки энергии на энергетическом рынке больше, чем пороговой цены разряда СХЭ (т.е. 70% от максимальной цены продажи энергии на рынке [23]) и $CЗ(t) > CЗ_{\text{мин}}$, то летучая мышь определяет мощность СХЭ как отрицательную (режим разрядки) и генерирует случайное значение этой мощности СХЭ такое $P_{\text{СХЭ}} \in \{P_{\text{макс,Раз}}, 0\}$.

5. Выполнение анализа потока мощности, вычисление значения целевой функции (F) с использованием (1) для каждой летучей мыши. Проверка всех ограничений (12)–(20). Если ограничение нарушено, соответствующая летучая мышь устраняется, и в качестве лучшей берется лучшая из оставшихся. Затем определение лучшего решения для каждой летучей мыши в популяции и сравнение текущего значения целевой функции с предыдущим лучшим решением.

6. Для летучей мыши b текущее положение и локальное оптимальное решение изменяются следующим образом:

$$\text{если } (A_{b,i} > \mu \ \& \ F_{b,i} \geq F_{b,\text{best}}), \text{ то } F_{b,\text{best}} = F_{b,i}, x_{b,i} = x_{b,i}^*,$$

где $F_{b,i}$ — значение целевой функции в текущем положении $x_{b,i}^*$; $F_{b,\text{best}}$ — лучшее решение для летучей мыши b .

Уменьшение A_b , увеличение r_b и уменьшение w_b в соответствии с соотношениями:

$$A_{b,i+1} = \gamma A_{b,i}, \quad (24)$$

$$r_{b,i+1} = 1 - e^{-\gamma^i}, \quad (25)$$

$$w_{b,i+1} = \omega w_{b,i}, \quad (26)$$

где γ и ω — постоянные значения.

7. Нахождение лучшего глобального решения и положения (G_{best}) для всех летучих мышей, сравнив лучшие местные решения для всех успешных летучих мышей.

8. Обновление скорости (v_b) и положения (x_b) каждой летучей мыши с использованием (20)–(22).

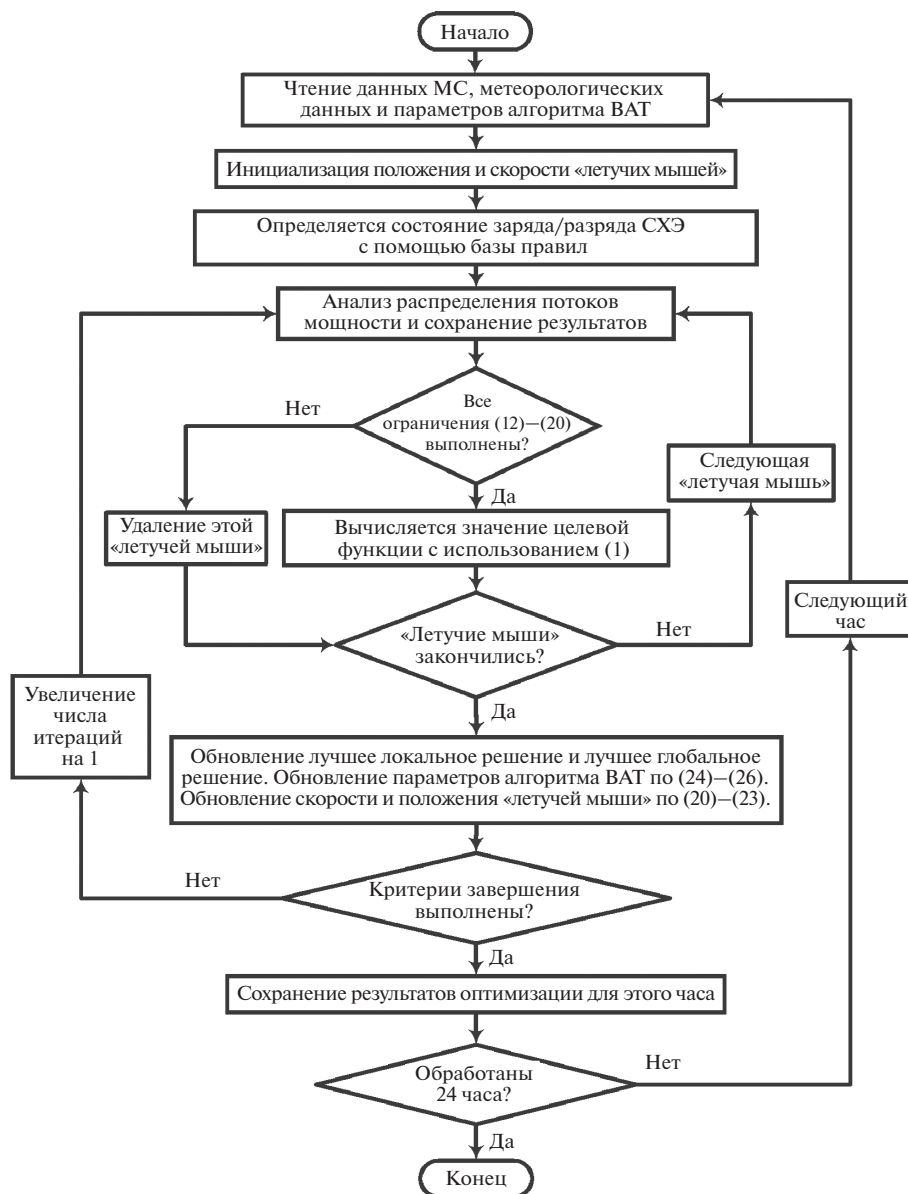


Рис. 1. Блок-схема алгоритма решения.

9. Увеличение числа итераций на 1. Если номер итерации больше, чем максимальное количество итераций, то сохранение результатов для этого часа и переход к шагу 10. В противном случае, переход к шагу 5.

10. Рассмотрение следующего часа и переход к шагу 1, пока не будет рассмотрен интервал (например) 24 часа.

Блок-схема алгоритма представлена на рис. 1.

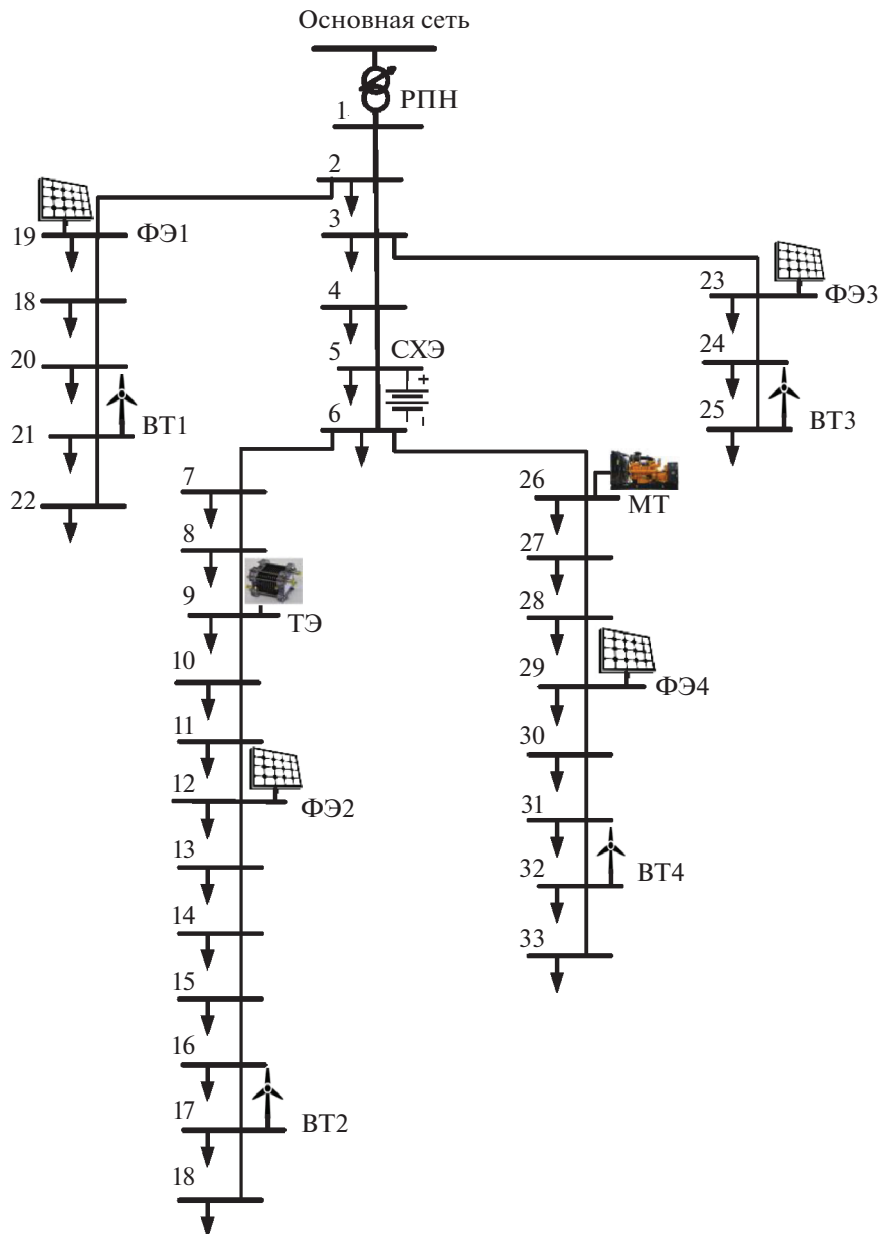


Рис. 2. Модифицированная тестовая IEEE 33 схема.

III. ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ

Для оценки эффективности предложенного подхода в настоящей статье используется в качестве МС модифицированная нами тестовая энергосистема IEEE [24], содержащая 33-шины (рис. 2). Общая нагрузка системы составляет 6.51 МВт и 4.03 МВАр. СХЭ расположена на шине 5, ТЭ расположен на шине 9, МТ расположен на шине 26. Генерато-

Таблица 1. Пределы мощности для генерации устройств РГ

Номер шины	Обозначение устройства	Пределы мощности			
		P (МВт)		Q (МВАр)	
		мин	макс	мин	макс
5	СХЭ	−1.5	1.5	0	0
9	ТЭ	0.15	1	0	0.75
12	ФЭ	0	0.35	0	0
17	ВТ	0	0.55	0	0
19	ФЭ	0	0.45	0	0
21	ВТ	0	1.25	0	0
23	ФЭ	0	0.35	0	0
25	ВТ	0	0.65	0	0
26	МТ	0.1125	0.75	0	0.52
29	ФЭ	0	0.4	0	0
32	ВТ	0	0.55	0	0
РПН		$N_{\text{движ, макс}}$ $T_{\text{мин}}, \text{ шаг}$ $T_{\text{макс}}, \text{ шаг}$		8 −12 12	

Таблица 2. Эксплуатационные расходы МТ и ТЭ

Параметр	МТ	ТЭ
Расход активной мощности, \$/МВт. ч	57	50
Расход реактивной мощности, \$/МВАр. ч	5.7	5

Таблица 3. Данные СХЭ

Параметр	Заряд	Разряд
Макс. мощность зарядного устройства СХЭ (P), МВт	1.5	−1.5
КПД (η), %	90	92
Емкость СХЭ, МВт.ч	16.5	
Макс. число циклов перезарядки	10000	
Стоимость заряда (СЗ), %	мин	20
	макс	80
Инвестиционные затраты	175, \$/кВА 225, \$/кВт.ч	

ры ФЭ расположены на шинах 12, 19, 23, 29. Генераторы ВТ расположены на шинах 16, 21, 25, 32, как показано на рис. 2. Предложенный выше алгоритм решения реализован в программном пакете MATLAB 2018b и исполнялся на “Политехник – РСК Торнадо” Суперкомпьютерного центра с 2 Intel Xeon CPU E5-2697 v3 @ 2.60 ГГц и объеме ОЗУ – 16 ГБ, в Санкт-Петербургском политехническом университете.

Следующие модификации внесены нами в задачу IEEE-33:

1. Ограничения по активной мощности импорта и экспорта основной сети составляют 3 МВт и 5 МВт соответственно.

2. Пределы мощности для каждой единицы генерации приведены в табл. 1. В таблице 2 приведены данные по эксплуатационным расходам МТ и ТЭ. В таблице 3 приведены полные данные о СХЭ [6], [21].

3. Годовые расходы на техническое обслуживание ВТ, ФЭ, СХЭ, ТЭ и МТ составляют 75, 20, 20, 25 и 25 \$/кВА/год соответственно [6], [12].

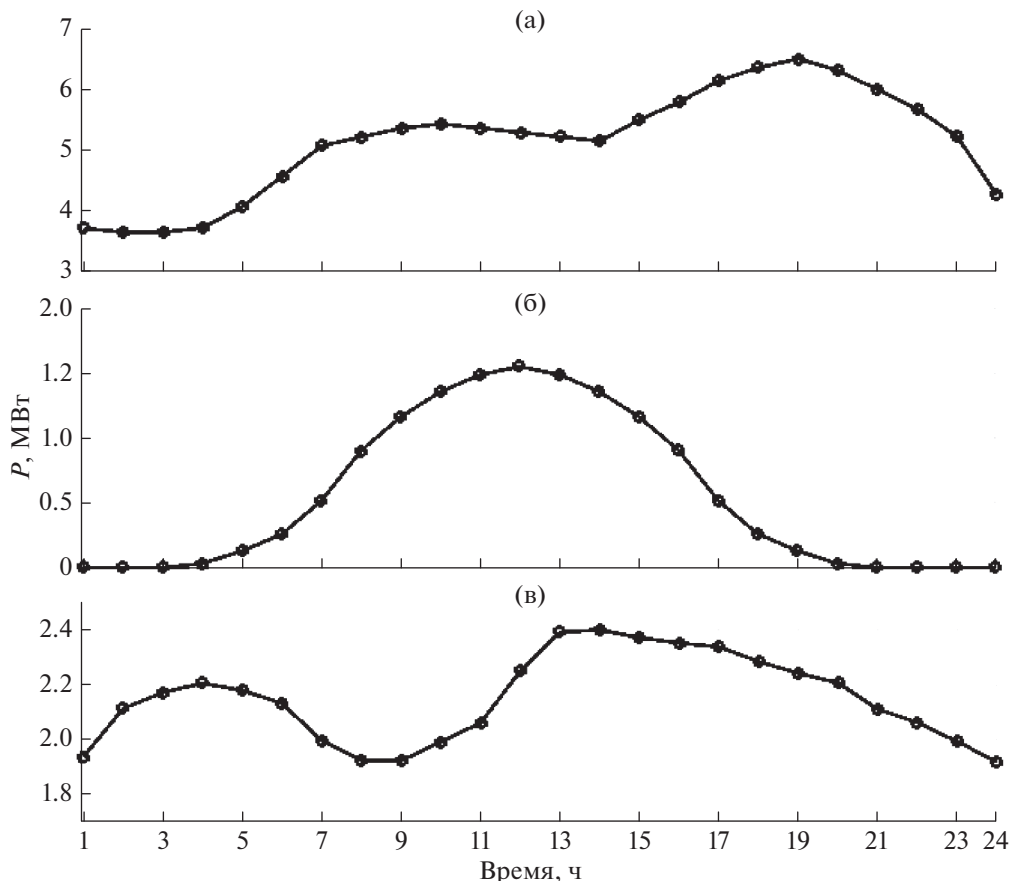


Рис. 3. Суммарная активная мощность: (а) — нагрузки МС; (б) — генераторов ФЭ; (в) — генераторов ВТ.

IV. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ

Результаты предлагаемого метода

Интенсивность солнечной радиации и скорость ветра получены из данных, приведенных в [25] для типичного дня в летний сезон в городе Эль-Мансура (Египет). На рисунке 3 представлены зависимости средних за час значений мощностей нагрузки МС (кривая (а)), генераторов ФЭ (кривая (б)), генераторов ВТ (кривая (в)) за день. Рисунок 4 представляет почасовые цены покупки активных и реактивных мощностей на энергетическом рынке [9], [26]. Цены продажи активной и реактивной мощностей на рынке составляют 90% от покупной цены в соответствии с [12]. Предположим также, что нагрузки шин 1–6 увеличиваются максимально в три раза от их первоначальных значений за весь день, а начальный заряд СХЭ составляет 25%.

Решение оптимизационной задачи показало (рис. 5), что целесообразно закупать активную мощность от основной сети и запускать режим зарядки с 2:00 утра до 7:00 утра (кривая (а)), во время непииковой нагрузки и низкой цены на электроэнергию, как и ожидалось. Кроме того, активные и реактивные мощности МТ и ТЭ также оптимально распределены по времени, как это показано на рис. 5 (кривая (б)). Ежедневная при-

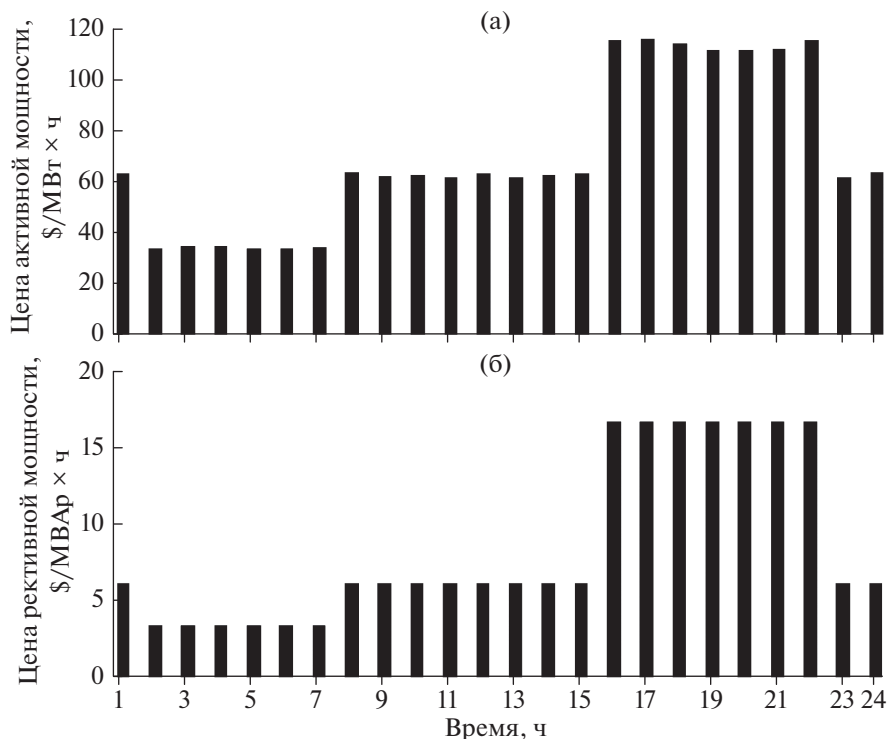


Рис. 4. Цены покупки электроэнергии на энергетическом рынке: (а) — активная мощность, (б) — реактивная мощность.

быль, доставляемая наилучшим решением МС, составляет 5761\$. И ежедневная прибыль МС снизится до 5120\$, если СХЭ не интегрирована. Рисунок 6 показывает изменение положения отвода РПН. Число ежедневных движений РПН держится до семи в сутки (см. табл. 1).

Сравнение эффективности предложенного метода с результатами [6], [12]

Таблица 4 позволяет сопоставить эффективность предложенной стратегии с эффективностью методов, изложенных в [6] и [12]. Как можно видеть, предлагаемая стратегия обеспечивает МС наибольшую прибыль. Одновременно предложенная стратегия поддерживает дневное минимальное и максимальное напряжение шины в

Таблица 4. Сравнение методов операции

Параметр	Предлагаемый метод	PSO [6]	BAT [12]
Прибыль МС, \$	5761	5731	5416
Средние потери, кВт	70.3	74.4	111.2
Мин. напряжение, о.е.	0.95	0.95	0.9373
Макс. напряжение, о.е.	1.05	1.022	1.01
Время выполнения, сек	1670	1920	1770

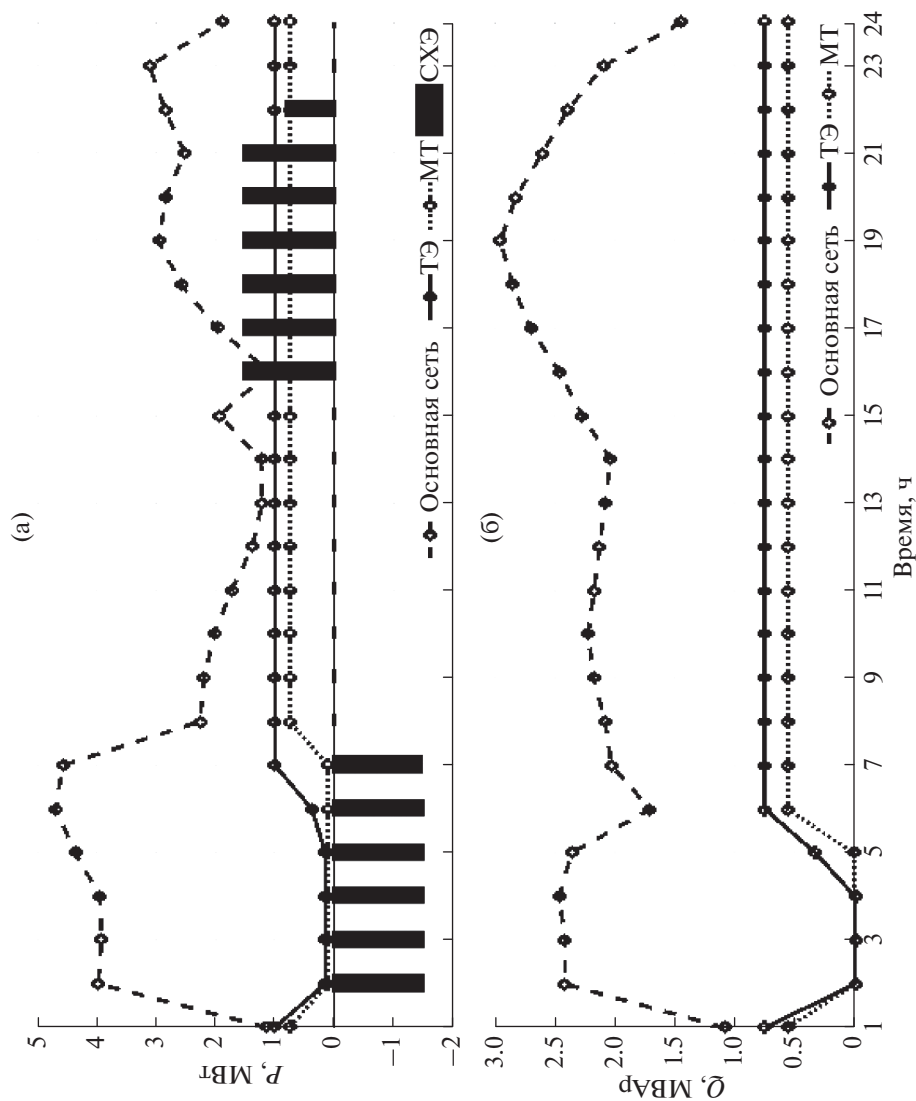


Рис. 5. Активная и реактивная мощности основной сети, ТЭ, МТ и СХЭ:
 (а) – активная мощность, (б) – реактивная мощность.

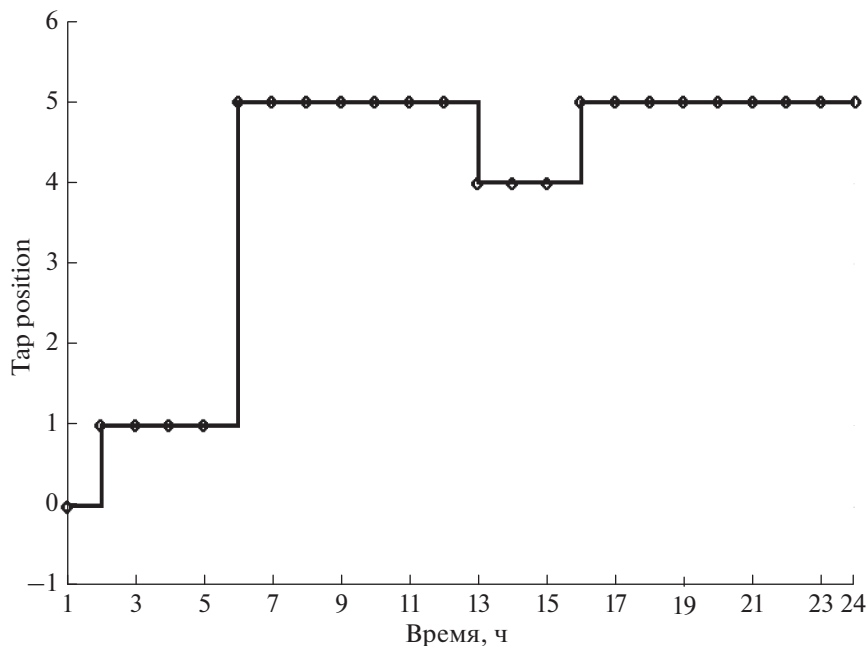


Рис. 6. Положение отвода системы РПН.

допустимых пределах, в то время как при использовании метода [12] имеют место нарушения ограничений по напряжению.

Кроме того, предлагаемая стратегия удерживает потоки энергии всех линий в заданных пределах, в то время как использование метода [6] порождает перегрузки. Перегрузка при использовании [6] возникает на линии 1–2 в период пиковой нагрузки с 18:00 до 20:00 и с 22:00 до 23:00.

Рисунок 7 позволяет сопоставить профили запасенной энергии в СХЭ при использовании различных подходов.

Рисунок 8 позволяет сопоставить профили сходимости решения этих методов для $t = 7:00$. Можно видеть, что предлагаемый метод не только сходится к лучшему решению, но и имеет наилучшую скорость сходимости. Можно сделать вывод, что предложенный метод является более эффективным, быстрым и надежным, чем методы описанные в [6] и [12].

В этой статье предлагается эффективная СЭМ для МС с точки зрения эксплуатации, технического обслуживания и финансовых вопросов. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание гибридных РГ были учтены при оптимизации МС, а также было выполнено рассмотрение обмена активной и реактивной мощностями МС с основной сетью с учетом изменения цены энергии. Для регулирования работы (зарядки/разрядки) СХЭ было выполнено формирование новой базы правил. Предложенная СЭМ определяет часовое участие активной и реактивной мощности каждого диспетчерского РГ, а также контролирует РПН трансформатора, через который МС подключена к основной сети и защищает его от перенапряжений. Предложенная СЭМ направлена на максимизацию прибыли МС при удовлетворении всех технических ограничений. Задача энергоменеджмента МС на сутки вперед сформулирована нами как задача оптимизации, решаемая алгоритмом ВАТ на основе комбинированного правила.

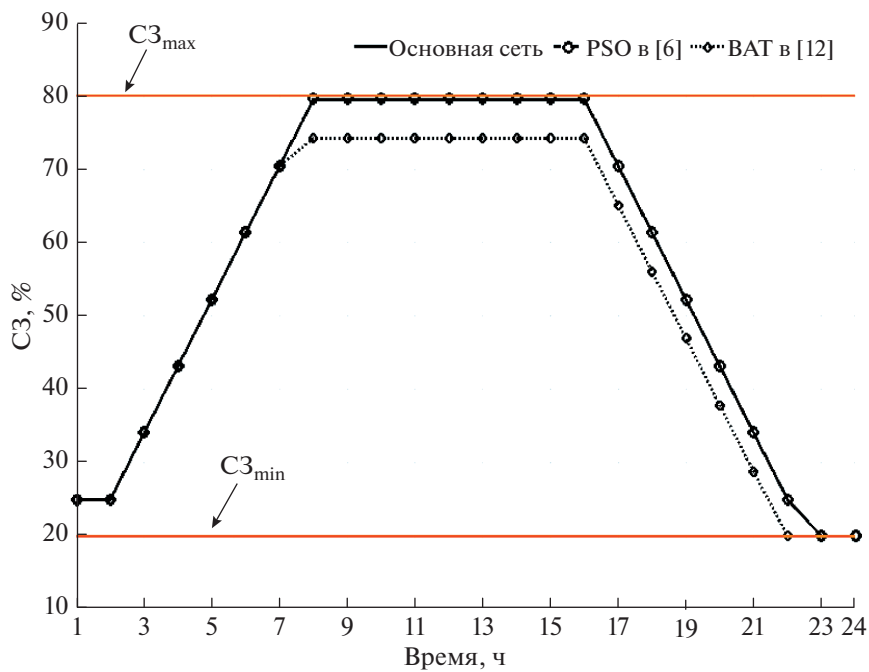


Рис. 7. Запасенная энергия в СХЭ с использованием: предлагаемого метода, PSO в [6] и BAT в [12].

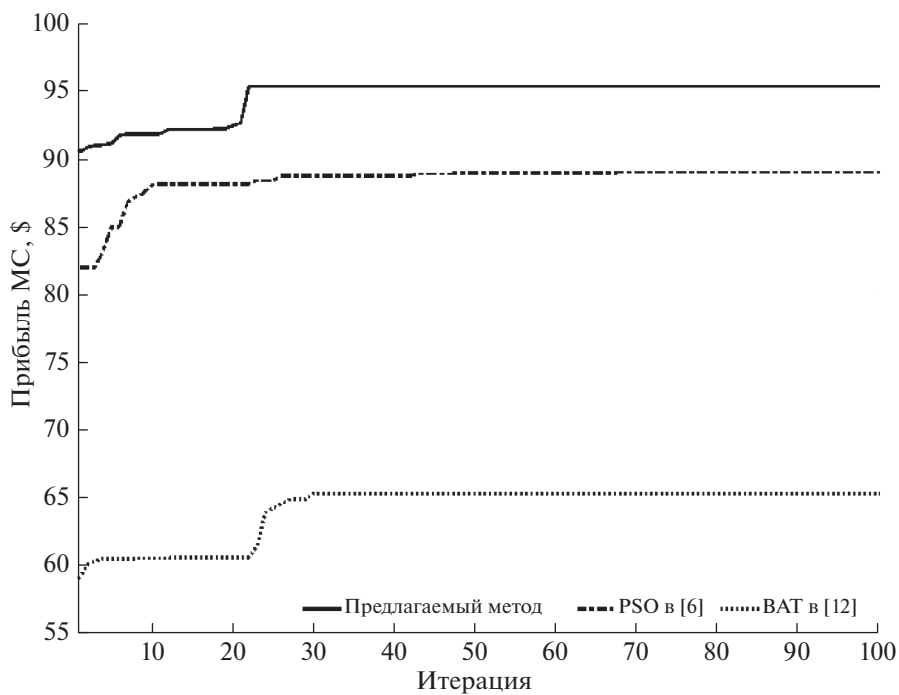


Рис. 8. Сходимость решения при $t = 7:00$ с использованием: предлагаемого метода, PSO в [6] и BAT в [12].

Предлагаемая СЭМ была испытана в течение дня в типичном МС, изображенной на рис. 2. Некоторые выводы сделаны из моделирования задачи следующим образом:

Во-первых, результаты сравнения тематического исследования демонстрируют превосходство предлагаемого метода с точки зрения вычислительных усилий, надежности, скорости сходимости и производительности решений, как показано на рис. 8 и в табл. 4. Согласно результатам сравнения тематического исследования ежедневная прибыль МС будет увеличена на 0.52% (5761\$/5731\$) и 6% (5761\$/5416\$) по сравнению с ежедневной прибылью МГ, полученной с использованием методов, представленных в [6] и [12] соответственно. Также потери мощности будут уменьшены на 5.51% (70.3 кВт/74.4 кВт) и 36.78% (70.3 кВт/111.2 кВт) по сравнению с полученными результатами с использованием методов, представленных в [6] и [12], соответственно. Кроме того, предлагаемый метод потребляет меньшее время вычислений — около 86.75% (1670 с/1920 с) и 94.25% (1670 с/1770 с) по сравнению с временем вычислений с использованием методов, представленных в [6] и [12] соответственно.

Во-вторых, количественные результаты тематического исследования показывают, что использование в МС СХЭ увеличивает прибыль МС. Следует отметить, что ежедневная прибыль МС без СХЭ снижается до 88.87% (5120\$/5761\$) по сравнению с ежедневной прибылью МС с СХЭ (5761\$). Увеличение прибыли МС происходит потому, что СХЭ хранит энергию от основной сети в периоды низкой цены или периоды непиковой нагрузки и отдает энергию в МС и основную сеть в периоды высокой цены или периоды пиковой нагрузки. Кроме того, СХЭ хранит избыточную энергию возобновляемых источников энергии и отдает ее при потребности.

Будущие работы будут сосредоточены на моделировании периодичности и неопределенности возобновляемых источников энергии в присутствии СХЭ для несбалансированного управления операциями МС с учетом одновременных затрат и целей выбросов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Micallef A., Apap M., Spiteri-Staines C., Guerrero J.M. Single-Phase Microgrid with Seamless Transition Capabilities between Modes of Operation // IEEE Trans. Smart Grid. 2015. V. 6. № 6. P. 2736–2745.
2. Hatziargyriou N., Asano H., Irvani R., Marnay C. Microgrids // IEEE Power and Energy Magazine, 2007. V. 5. № 4. P. 78–94.
3. Su W., Wang J., Roh J. Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources // IEEE Trans. Smart Grid. 2014. V. 5. № 4. P. 1876–1883.
4. Chen C., Duan S., Cai T., Liu B., Hu G. Smart energy management system for optimal microgrid economic operation // IET Renew. Power Gener. 2011. V. 5. № 3. P. 258.
5. Nejjabatkhah F., Li Y.W. Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid // IEEE Transactions on Power Electronics. 2015. V. 30. № 12. P. 7072–7089.
6. Saboori H., Hemmati R. Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators // Renew. Sustain. Energy Rev. 2017. V. 71. № 11. P. 365–372.
7. Chaweewat P., Singh J.G., Ongsakul W., Srivastava A.K. Economic and environmental impact assessment with network reconfiguration in microgrid by using artificial bee colony. 2016 International Conference on Cogeneration, Small Power Plants and District Energy, ICUE 2016.
8. Sedghi M., Ahmadian A., Aliakbar-golkar M. Optimal Storage Planning in Active Distribution Network Considering Uncertainty of Wind Power Distributed Generation // IEEE Trans. Power Syst. 2016. V. 31. № 1. P. 304–316.
9. Mohammad Sadegh Javadi, Amjad Anvari-Moghaddam, Guerrero J.M. Optimal Planning and Operation of Hybrid Energy System Supplemented by Storage Devices // Proc. 7th Sol. Integr. Work. Berlin, Ger. 2017. P. 1–6.
10. Fendri D., Chaabene M. Energy dispatching strategy for micro-grid using hybrid Petri nets model. 4th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT). 2017. P. 0992–0996.
11. Sanjari M.J., Karami H., Yatim A.H., Gharehpetian G.B. Application of Hyper-Spherical Search algorithm for optimal energy resources dispatch in residential microgrids // Appl. Soft Comput. J. 2015. V. 37. P. 15–23.

12. *Bahmani-Firouzi B., Azizipanah-Abarghooee R.* Optimal sizing of battery energy storage for micro-grid operation management using a new improved bat algorithm. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2014. V. 56. P. 42–54.
13. *Asaduz-Zaman M., Chowdhury A.H.* Optimum economic dispatch of interconnected microgrid with energy storage system. In 2nd International Conference on Electrical Engineering and Information and Communication Technology, iCEEiCT 2015. 2015.
14. *Olivares D.E., Canizares C.A., Kazerani M.* A centralized energy management system for isolated microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid.* 2014. V. 5. № 4. P. 1864–1875.
15. *Wu Y., Lau V.K.N., Tsang D.H.K., Qian L.P., Meng L.* Optimal energy scheduling for residential smart grid with centralized renewable energy source. *IEEE Syst. J.* 2014. V. 8. № 2. P. 562–576.
16. *Sheikhi A., Rayati M., Bahrani S., Ranjbar A.M.* Integrated demand side management game in smart energy hubs. *IEEE Trans. Smart Grid.* 2015. V. 6. № 2. P. 675–683.
17. *Adika C.O., Wang L.* Autonomous appliance scheduling for household energy management. *IEEE Trans. Smart Grid.* 2014. V. 5. № 2. P. 673–682.
18. *Han J., Choi M.C., Park W., Lee I., Kim S.* Smart home energy management system including renewable energy based on ZigBee and PLC. *IEEE Trans. Consum. Electron.* 2014. V. 60. № 2. P. 198–202.
19. *Calvillo C.F., Sánchez-Miralles A., Villar J., Martín F.* Optimal planning and operation of aggregated distributed energy resources with market participation. *Appl. Energy.* 2016. V. 182. P. 340–357.
20. *Berrada A., Loudiyi K.* Operation, sizing, and economic evaluation of storage for solar and wind power plants. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016. V. 59. № 1. P. 1117–1129.
21. *Alavi S.A., Ahmadian A., Aliakbar-Golkar M.* Optimal probabilistic energy management in a typical micro-grid based-on robust optimization and point estimate method. *Energy Convers. Manag.* 2015. V. 95. № 10. P. 314–325.
22. *Eberhart R.C., Shi Y.* Particle Swarm Optimization : Developments, Applications and Resources. *Proc. 2001 Congr. Evol. Comput.* (IEEE Cat. No.01TH8546). P. 1–6. 2001.
23. *Nor N.M., Ali A., Ibrahim T., Romlie M.F.* Battery Storage for the Utility-Scale Distributed Photovoltaic Generations. *IEEE Access.* 2017. V. 6. P. 1137–1154.
24. *Hu P., Chen H., Zhu X.* Planning of Microgrid considering power quality constraints. *International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2016, V. 2016–Decem.* P. 727–732.
25. *Kandil M., Saadawi M., Saeed M., Hassan A.* Modified particle swarm optimisation technique for optimal design of small renewable energy system supplying a specific load at Mansoura University. *IET Renew. Power Gener.* 2015. V. 9. № 5. P. 474–483.
26. *Nguyen D.T., Le L.B.* Optimal bidding strategy for microgrids considering renewable energy and building thermal dynamics. *IEEE Trans. Smart Grid.* 2014. V. 5. № 4. P. 1608–1620.

Day-Ahead Energy Management System for a Hybrid-Energy Microgrid

M. Elgamal^{a, c, *}, N. V. Korovkin^{a, **}, A. Refaat^{a, b, ***}, and A. Elmitwally^{c, ****}

^a*Institute of Energy, Peter the Great Saint-Petersburg Polytechnic University,
Saint-Petersburg, Russia*

^b*Port Said University, Port Said, Egypt*

^c*Mansoura University, Mansoura, Egypt*

^{*}*e-mail: engineer_elgamal@mans.edu.eg*

^{**}*e-mail: nikolay.korovkin@gmail.com*

^{***}*e-mail: ahmed_refaat_1984@eng.psu.edu.eg*

^{****}*e-mail: kelmitwally@yahoo.co.uk*

In this paper, an algorithm for the optimal operation of a grid-connected (MG) is proposed. MG includes various types of distributed generation (DG) and a storage system. The hourly day-ahead data of loads and renewable energy resources are entered into the energy management system (EMS). To optimize the performance of MG for the day-ahead, EMS determines the hourly active and reactive powers of each DG. EMS also defines the periods of charging/discharging of the energy storage system and controls the on-load tap-changer of the main grid pairing transformer. The overall goal is to maximize the profit of the MG, while satisfying all the technical constraints. The MG can exchange active and reactive powers with the main grid. The operation of the MG is optimized using BAT algorithm. In addition, the performance comparison between the proposed EMS and recent approaches are provided to verify the performance of the proposed EMS.

Keywords: Microgrids, energy management, optimization, renewable energy, distributed generation, energy storage system, microgrid profit maximization

УДК 621.019

ПОВЫШЕНИЕ ОПЕРАТИВНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

© 2021 г. Э. М. Фархадзаде^{1, *}, А. З. Мурадалиев¹, С. А. Абдуллаева¹, У. К. Ашурова¹¹*Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский
Институт Энергетики, Баку, Азербайджан***e-mail: elmeht@rambler.ru*

Поступила в редакцию 19.10.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Снижение риска ошибочного решения при организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта энергоблоков мощных конденсационных электростанций, срок службы которых превышает нормативное значение, относится к наиболее важным и трудным проблемам электроэнергетических систем. Важность решения этой проблемы обусловлена опасностью возникновения недопустимых последствий, что наглядно подтверждает мировой опыт эксплуатации этих электростанций. А трудность ее решения обусловлена необходимостью перехода от качественной характеристики эффективности работы к количественной. При этом под “оперативной” будем понимать оценки интегрального показателя в течение одной смены, суток или месяца. Под эффективностью работы — одновременный учет экономичности, надежности и безопасности. Традиционно оперативная эффективность работы количественно оценивается ее экономической составляющей. Надежность и безопасность гарантируются изготовителем и характеризуются интуитивно. Если в пределах нормативного срока службы это естественно, то в последующем периоде работы этот подход недопустим. Но методология количественной оценки оперативной эффективности работы отсутствует. В статье приводится метод и алгоритм оценки интегрального показателя оперативной эффективности работы на примере паротурбинных энергоблоков 300 МВт на газомазутном топливе. Отмечается, что существующие методы оценки интегральных показателей имеют ряд существенных недостатков, таких как неопределенность физической сущности, субъективность коэффициентов значимости, недостаточный учет многомерного характера технико-экономических показателей.

Ключевые слова: оперативная эффективность, конденсационные электростанции, энергоблоки, экономичность, надежность, безопасность, интегральный показатель, методы расчета

DOI: 10.31857/S0002331021010052

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Повышение оперативной эффективности работы (далее — ОЭР) конденсационных электростанций (далее — КЭС) электроэнергетических систем (далее — ЭЭС) относится к основным проблемам национальной безопасности [1]. Столь высокая значимость этих электростанций обусловила изменение содержания понятия “эффективность работы”. Под “эффективностью работы” КЭС сегодня понимается интегральное свойство, включающее экономичность, надежность и безопасность. Каждое из этих

свойств хорошо известно, как и предъявляемые к ним требования. В пределах нормативного срока службы основного оборудования энергоблоков КЭС, необходимое при организации эксплуатации, технического обслуживания и ремонта сопоставление ОЭР энергоблоков проводится по расчетной величине удельного расхода условного топлива. Оперативные показатели надежности и безопасности работы основного оборудования при этом не рассчитываются, т.к. гарантируются их изготовителем. При завершении нормативного срока службы гарантии изготовителей на надежность и безопасность работы также завершаются. Поэтому сопоставление ОЭР энергоблоков необходимо уже проводить на основе интегральных показателей ОЭР, отражающих не только свойства экономичности, но и надежности и безопасности. Невыполнение этого требования приводит к авариям, к гибели и травматизму персонала, нарушениям экологии, к большому ущербу.

Но методология расчета и сравнения интегральных показателей ОЭР энергоблоков КЭС отсутствует. Оказалось, что мы также не умеем рассчитывать и оперативные интегральные показатели надежности, а тем более безопасности работы. Оперативные показатели надежности и безопасности должны рассчитываться на небольших интервалах времени, например, по статистическим данным в течение смены, суток, недели или месяца. Показатели надежности, используемые при проектировании КЭС, традиционно основываются на таких понятиях, как отказ, длительность простоя в аварийном ремонте и аварийно-опасные дефекты. Напомним, что аварийно-опасные дефекты [2] это состояния, при которых диагностические показатели вышли за предельно допустимые значения, но повреждения или разрушения основного оборудования еще не произошло.

Очевидно, что сопоставить надежность энергоблоков КЭС на двух столь малых интервалах времени с помощью этих показателей невозможно. Еще более сложным оказался вопрос о количественной оценке оперативной безопасности работы. Наиболее известные количественные показатели безопасности характеризуют удельное число погибшего или травмированного персонала в течение года. Если даже оставить в стороне вопрос этичности этих показателей, то сама возможность периодического определения их в столь малые интервалы времени исключается.

Конечно, нельзя не отметить ряд публикаций, в которых предлагаются методы расчета интегральных показателей эффективности работы. Но у всех у них есть ряд недостатков, таких как отсутствие физического смысла интегрального показателя, субъективность коэффициентов значимости отдельных свойств, пренебрежение случайным характером оценок интегральных показателей и ряд других. Наглядными примерами служат метод оценки интегрального показателя эффективности работы Харрингтона [3] и метод оценки интегрального показателя в паспорте программы инновационного развития [4].

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОБЛОКОВ

Оценка интегральных показателей ОЭР энергоблоков КЭС, прежде всего, предусматривает возможность классификации технико-экономических показателей (далее – ТЭП) основного оборудования по трем разнovidностям признака “свойства” – экономичность, надежность и безопасность. Среднемесячные значения ТЭП в энергосистемах заносятся в ряд отчетных форм, одной из которых является форма 3-ТЕХ (энерго) [5]. В этой форме ТЭП классифицированы на три группы – ТЭП энергоблока, ТЭП паротурбинной и котельной установок (далее – КУ). Если взять, например, ТЭП КУ и вычислить по ним интегральный показатель, то, во-первых, это не просто, а во-вторых, конечно, с некоторым приближением этот интегральный показатель будет характеризовать ОЭР КУ [6]. Но именно “в первом приближении”, поскольку отсутствует уверенность в том, что полноценно учтены все свойства эффективности работы КУ энергоблоков КЭС ЭЭС. Очевидно, что методология расчета интегральных

показателей не зависит от числа ТЭП. Число ТЭП увеличивает громоздкость расчетов, устраняемую применением автоматизированных систем вычислений. Для повышения достоверности необходимо обеспечить полное отражение свойств ОЭР энергоблока, т.е. добавить необходимые для этого ТЭП. Кажущаяся простота решения обманчива, о чем свидетельствуют отмеченные выше особенности количественной оценки оперативной экономичности, надежности и безопасности работы.

Нельзя не отметить еще одну особенность. ТЭП относятся к показателям непрерывной диагностики, которая далеко не всегда охватывает все свойства элементов и узлов основного оборудования энергоблоков КЭС. Дискретная диагностика проводится, например, в соответствии с [7] и практически не дублирует ТЭП.

3. ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ РАСЧЕТА ИНТЕГРАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОПЕРАТИВНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ

Различие наименований, единиц измерения, масштаба и направленности изменения показателей ТЭП, характеризующих техническое состояние основного оборудования энергоблоков КЭС, обуславливают трудности и во многом субъективный характер результата традиционного сопоставления ОЭР энергоблоков [8]. Переход к интегральным показателям ОЭР безусловно предпочтителен, но требует преодоления этих трудностей.

Ниже приводятся рекомендуемые методы расчета интегральных показателей, характеризующих экономичность, надежность и безопасность ОЭР энергоблоков КЭС.

3.1. Интегральные показатели экономической эффективности работы энергоблоков ТЭС

В соответствии с [7] основными показателями оперативной экономической эффективности энергоблоков 300 МВт КЭС на газомазутном топливе являются: КПД брутто (η_b), КПД нетто (η_n), расход электроэнергии на собственные нужды (далее СН, $\mathcal{E}_{\text{СН}}$) расход тепловой энергии на СН ($Q_{\text{СН}}$), удельный расход условного топлива (b_m). Для преодоления различия единиц измерения, масштаба и направленности и, главное, обеспечения физической сущности интегрального показателя разработан алгоритм нормирования ТЭП [9].

Алгоритм нормирования ТЭП и расчета интегральных показателей ОЭР основного оборудования энергоблоков КЭС имеет вид:

❖ если фактическое (Φ) среднемесячное значение i -го ТЭП с $i = 1, m_n$ и m_n — число ТЭП, размещается в интервале возможных безошибочных реализаций i -го ТЭП, то нормированное значение, характеризующее величину относительного изменения (износа), рассчитывается по формуле:

** если с увеличением Π_i^Φ эффективность работы снижается, то:

$$\left. \begin{aligned} I_z(\Pi_i^\Phi) &= \frac{\Pi_i^\Phi - \underline{\Pi_i^*}}{\underline{\Pi_i^*} - \underline{\Pi_i^*}} \\ &\left. \begin{aligned} &\text{** иначе, — по формуле:} \\ I_z(\Pi_i^\Phi) &= \frac{\underline{\Pi_i^*} - \Pi_i^\Phi}{\underline{\Pi_i^*} - \underline{\Pi_i^*}} \end{aligned} \right\}, \end{aligned} \quad (1)$$

где $\underline{\Pi_i^*}$ и $\underline{\Pi_i^*}$ — соответственно нижнее и верхнее граничные значения интервала изменения безошибочных реализаций Π_i^Φ .

Таблица 1. Нормированные значения интегральных показателей оперативной экономической эффективности энергоблоков 300 МВт КЭС

N	Наименование нормированных ТЭП	Усл. обозн.	Дисп. номер ЭБ	
			1	2
1	КПД (брутто)	$I_z^*(\eta_b)$	0.632	0.214
2	КПД (нетто)	$I_z^*(\eta_n)$	0.105	0.050
3	Расход ЭЭ в системе СН	$I_z^*(\Theta_{CH})$	0.071	0.779
4	Расход ТЭ в системе СН	$I_z^*(Q_{CH})$	0.232	0.192
5	Уд расход условного топлива	$I_z^*(b_m)$	0.034	0.039
	Интегральный показатель	$M^*[I_z(P)]$	0.214	0.615

И, если сопоставить этот показатель с относительным значением срока службы, можно ответить на вопрос о соответствии ТЭП возрасту энергоблока;

❖ интегральный показатель, характеризующий среднюю величину изменения (износа) технического состояния энергоблоков КЭС, определяется по формуле:

$$M^*[I_z(P^\Phi)] = m_n^{-1} \sum_{i=1}^{m_n} I_z(P_i^\Phi). \quad (2)$$

Результаты расчета $I_z(P_i^\Phi)$ с $i = 1, 5$ и $M^*[I_z(P^\Phi)]$, характеризующих оперативную экономическую эффективность работы двух энергоблоков приведены в табл. 1.

Результаты расчетов позволяют сопоставить решения, принимаемые при сравнении удельных расходов условного топлива КУ энергоблоков и интегральных показателей экономической эффективности. Как следует из табл. 1, удельные расходы условного топлива КУ энергоблоков примерно равны, а интегральные показатели различаются почти в два раза, т.е. техническое состояние КУ первого энергоблока на много хуже технического состояния второго энергоблока.

Если учесть, что срок службы рассматриваемых энергоблоков примерно равен нормативному, то возможности этих энергоблоков, конечно впечатляют. При этом не стоит забывать и об условном характере приведенных ТЭП.

Следует отметить, что в целом ряде случаев при нормировании ТЭП возникают трудности в нахождении исходных энергетических характеристик (далее – ЭХ) энергоблоков. Ниже предлагается метод их расчета. Необходимым условием для восстановления ЭХ является наличие данных ежемесячной статистической отчетности по форме 3-ТЕХ (энерго), желательно за два года в первые пять лет эксплуатации. Двухлетний период обеспечивает снижение значимости изъятия реализаций и данных, соответствующих режиму остановки энергоблока в начале месяца на ремонт и пуск энергоблока после ремонта в конце месяца. Нестационарные режимы работы могут быть исключены из рассмотрения при продолжительности работы энергоблока меньшей 150 ч.

На рисунке 1 показана форма таблицы для систематизации нормативных значений ряда ТЭП энергоблоков 300 МВт ТЭС на газомазутном топливе на примере КУ.

Здесь наряду с условными обозначениями ряда ТЭП табл. 1 используются следующие условные обозначения: Δt – продолжительность технического использования энергоблока в j -м месяце; $T_{уг}^H$ – температура уходящих газов; ΔS^H – присосы воздуха на тракте; P_{cp} – среднемесячная нагрузка энергоблока.

$N(j)$	$P_{ср, j}$	Δt_j	$T_{уг, j}^H$	$\eta_{H, j}^{ку}$	ΔS_j^H	$\mathcal{Q}_{сн, j}^H$	$Q_{сн, j}^H$	$b_{m, j}^H$
1	264	675	138	81.4	29.4	3.64	4.72	344.4
2	183	415	118	85.5	35.2	5.01	4.46	355.2

Рис. 1. Форма таблицы данных для распознавания энергетических характеристик КУ энергоблоков 300 МВт на газомазутном топливе.

По данным этой таблицы строятся и аппроксимируются зависимости нормативных значений ТЭП от $P_{ср}$.

В итоге заметим, что ТЭП, характеризующие экономическую эффективность работы, имеют комплексный характер, т.е. рассчитываются по ряду фактических реализаций ТЭП.

3.2. Интегральные показатели оперативной надежности энергоблоков КЭС

Как известно, надежность технических систем характеризуется безотказностью, долговечностью, ремонтопригодностью и сохраняемостью. Оперативная надежность характеризуется лишь долговечностью, поскольку продолжительность оперативного интервала времени намного меньше, чем средняя длительность безотказной работы. Основным количественным показателем долговечности технических систем является величина износа $[I_z(\Pi)]$ (использованного ресурса) и остаточного ресурса $Re(\Pi) = 1 - I_z(\Pi)$. Величина износа может быть вычислена по формуле (1), а интегральный показатель надежности энергоблока – по формуле (2).

В таблице 2 приведены результаты расчета интегрального показателя оперативной надежности КУ двух энергоблоков (аналогичных энергоблокам в таблице 1) 300 МВт КЭС на газомазутном топливе.

Как следует из табл. 2, износ КУ первого энергоблока в среднем больше, чем второго, что согласуется с данными табл. 1.

Однако на этом оценка интегрального показателя оперативной надежности энергоблоков КЭС не может считаться завершенной, т.к. далеко не все свойства узлов и элементов объектов основного оборудования энергоблоков учтены. Отмеченные свойства, как правило, диагностируются до и после капитальных ремонтов, завершении нормативного срока службы, а также и в межремонтный период. Результаты измерения этих показателей, как и их исходное и предельно допустимые значения, как пра-

Таблица 2. Оценка оперативной надежности КУ энергоблоков 300 МВт КЭС

N	Наименование нормированных ТЭП	Усл. обозн.	Дисп. номер ЭБ	
			1	2
1	Температура питательной воды	$I_z^*(T_n)$	0.145	0.109
2	Температура воздуха после РВП	$I_z^*(T_B)$	0.327	0.233
3	Коэффициент избытка воздуха	$I_z^*(K_B)$	0.372	0.367
4	Присосы воздуха на тракте	$I_z^*(\Delta S)$	0.608	0.449
	Интегральный показатель	$M^*[I_z(\Pi)]$	0.363	0.290

вило, известны и систематизированы. Требуется лишь оценить нормативное значение ТЭП при завершении расчетного интервала времени Δt_j . Такой прогноз может быть выполнен по величине скорости изменения износа $v[I_z(\Pi_i)]$ по формуле [10]:

$$I_z[\Pi_i(t_p)] = v[I_z(\Pi_i)](t_p - t_{из}) + I_z[\Pi_i(t_{из})], \quad (3)$$

где: t_p — дата завершения оперативного интервала; $t_{из}$ — дата измерения ТЭП при дискретной диагностике.

Перечень анализируемых показателей технического состояния объектов формализован в соответствующих руководящих указаниях и методических рекомендациях. Например, электрические испытания приведены в [11].

3.3. Интегральные показатели оперативной безопасности энергоблоков КЭС

Уточним некоторые понятия и определения. Прежде всего напомним, что безопасность отличается от надежности последствиями нарушения технического состояния. Упрощенно это означает, что последствия нарушения безопасности недопустимы, т.к. они связаны с угрозами жизни и здоровья персонала, а в ряде случаев и населения, нарушениями экологии и огромными материальными издержками.

Из этого вытекает главное заключение — *методология количественной оценки степени опасности при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте энергоблоков КЭС во многом аналогична количественной оценке их долговечности.*

По аналогии со свойствами надежности различают следующие разновидности опасности: пожарная опасность, опасность нарушения экологии, опасность жизнедеятельности и др. Нельзя не согласиться с тем, что *теория безопасности КЭС отвечает на вопросы о способах предотвращения опасности, а не способах устранения последствий аварий*, что подтверждает содержание Правил пожарной безопасности. В соответствии с [7] основными условиями обеспечения безопасной эксплуатации КЭС являются:

- выполнение требований технического регламента, правил, стандартов, инструкций;
- непрерывный контроль соответствия ряда ТЭП энергоблоков предъявляемым требованиям;
- проведение регулярной диагностики технического состояния оборудования и устройств;
- техническое диагностирование энергоблоков.

Вот по этой информации необходимо оценить интегральный показатель оперативной безопасности работы КЭС, энергоблоков, их основного оборудования и узлов. И именно поэтому на КЭС традиционно вычисляется лишь экономическая составляющая оперативной эффективности работы.

3.3.1. Количественная оценка пожарной опасности персонала КЭС

Одним из основных свойств безопасности объектов ЭЭС является пожарная безопасность (далее — ПБ). ПБ, как и все остальные свойства безопасности, традиционно контролируется выполнением Правил ПБ выборочным методом.

Традиционное применение одной и той же выборки для ежегодного контроля ПБ однотипных предприятий, недостаточная компетентность инспекторов по ряду разделов этих Правил и ряд других особенностей обуславливают субъективный характер контроля, а непредставительность выборок — его односторонний характер.

Перечисленные недостатки полностью устраняются рекомендуемым методом формирования контрольных выборок, индивидуальных для каждого объекта [12]. Суть метода сводится к представлению Правил пожарной безопасности в виде последовательности номеров глав, разделов и самих Правил. На основе полученного распределения моделируются представительные выборки. Критерием представительности яв-

ляется пропорциональное участие Правил каждого раздела. Блочный принцип реализуется методом статистического моделирования. Повышение достоверности контроля обеспечивается вводом системы документального подтверждения выполнения Правил в сочетании с визуальным контролем. Размещение подтверждающих документов в базе данных ЭВМ исключает возможность несоответствия при контроле.

Разработан и метод количественной оценки пожарной опасности энергетических объектов. [13]. Метод основывается на признании, что *пожарная опасность состояния объекта изменяется от безопасного уровня до недопустимого*. Нарушение правил ведет к пожарной опасности. Чем нарушений больше, тем пожарная опасность выше. Безопасность обеспечивается выполнением всех Правил ПБ.

Количественная оценка пожарной опасности позволяет сопоставить и ранжировать установки, предприятия, Управления и ЭЭС. Эта возможность получена впервые. Громоздкость и трудоемкость статистического анализа нарушений Правил ПБ вследствие их многомерного характера обусловили целесообразность разработки автоматизированной системы анализа. Выходные формы с результатами анализа обеспечивают руководителей предприятий ЭЭС необходимой информационной и методической поддержкой.

Количественная оценка опасности нарушения охраны труда, экологии, опасности жизнедеятельности и других свойств безопасности, также как и формирование случайных выборок для контроля, проводятся аналогично анализу пожарной опасности с той разницей, что меняется содержание регламентирующих обеспечение безопасности руководящих документов.

3.3.2. Непрерывный и дискретный контроль возможности возникновения аварийно опасных дефектов

По аналогии с ТЭП, характеризующих экономичность и надежность, контроль изменения ТЭП, определяющих возможность возникновения опасности объектов, осуществляется рекомендуемым методом, достаточно подробно изложенным в 3.1. и 3.2.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

4.1. Пагубность ориентации бизнеса лишь на экономическую эффективность (прибыль) со временем становится все более безусловной. Более того, в [14] отмечается, что переход к интегральным показателям, отражающим не только экономичность, но и надежность и экологическую безопасность, становится гарантом от возможного банкротства.

4.2. В электроэнергетических системах в этом аспекте основной проблемой является повышение оперативной эффективности работы объектов, срок службы которых превышает нормативный. Но эта проблема не новая. Так почему же она не решена? Ответ прост: отсутствует методология оценки интегрального показателя оперативной эффективности работы. Более того, отсутствует методология оценки интегрального показателя оперативной надежности и безопасности. Например, в течении смены, суток, недели или месяца.

4.3. Необходимость количественной оценки интегральных показателей оперативной надежности и безопасности объектов электроэнергетических систем требовала преодоления целого ряда трудностей, обусловленных многомерным характером оценок фактических значений технико-экономических показателей.

4.4. Разработаны методы и алгоритмы оценки интегральных показателей оперативной эффективности работы на примере энергоблоков 300 МВт. Показано:

– физический смысл интегрального показателя оперативной эффективности работы энергоблоков мощных КЭС обеспечивается при нормировании технико-экономи-

ческих показателей по формуле (1), отражающей фактический износ технического состояния энергоблоков;

– сравнение оперативной эффективности работы энергоблоков лишь по одному технико-экономическому показателю, вместо сравнения интегральных показателей, приводит к увеличению риска ошибочного решения;

– сравнение физического и временного ресурса эффективности работы энергоблоков свидетельствует о больших резервах ресурса;

– исходные энергетические характеристики энергоблоков, при необходимости, могут быть получены рекомендуемым методом экстраполяции взаимосвязи средней нагрузки и нормативных значений технико-экономических показателей;

– снижение риска ошибочного решения достигается путем привлечения результатов предшествующей дискретной диагностики технического состояния. Коррекция изменения результата дискретной диагностики во времени предлагается проводить по величине скорости изменения износа;

– поскольку понятие надежности и безотказности различаются лишь последствиями возможных отказов, методы расчета их интегральных показателей аналогичны;

– количественная оценка безопасности энергоблоков пропорциональна степени исполнения соответствующих Правил.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воронай Н.И., Ковалев Г.Ф. и др. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. М. ООО ИД “Энергия”, 2013, 304 с.
2. СТО 70238424.27.100.018-2009 Тепловые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. М: ЦПРЭС, 2010.
3. Самохвалов Ю.Я., Бурба О.И. Оценка эффективности научных и научно-технических проектов на основе обобщенной функции Харрингтона // Математические модели и методы. 2018. № 4. С. 77–85.
4. Паспорт программы инновационного развития ПАО “ИнтерРАО” до 2020 года с перспективой до 2025 года (актуализированный по итогам 2018 года) М.: ОАО “Интер РАО ЕЭС” 2018, 320 с.
5. РД.34.09.454 Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей конденсационных энергоблоков мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт. Часть 1. ВТИ, Союзтехэнерго. 2017.
6. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Джалагова Э.И., Абдуллаева С.А. Метод и алгоритм сравнения эффективности работы газопоршневых электростанций электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика. 2019. № 2. С. 106–117.
7. СТО 70238424.27.100.021-2008 Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования. М. ИНВЕЛ, 2008.
8. Фархадзаде Э.М., Фарзалиев Ю.З., Мурадалиев А.З. Оценка целесообразности классификации многомерных данных по заданному признаку // Электронное моделирование. 2015. № 2. С. 77–85.
9. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Рафиева Т.К., Рустамова А.А. Повышение эффективности работы энергоблоков тепловых электростанций // Электрические станции. 2019. № 8. С. 14–17.
10. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Рафиева Т.К., Исмаилова С.М. Вероятностная оценка скорости изменения диагностических показателей трансформаторов // Электронное моделирование. 2012. № 1. 69–79 с.
11. СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытания электрооборудования. М. ПАО “Россети”.
12. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Исмаилова С.М., Юсифли Р.Ф. Формирование выборки для контроля исполнения Правил пожарной безопасности объектов ЭЭС // Безопасность жизнедеятельности. 2019. № 9. С. 10–17.
13. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Исмаилова С.М., Юсифли Р.Ф. Количественная оценка пожарной опасности объектов электроэнергетических систем // Энергетик. 2019. № 8. С. 10–15.
14. Онлайн-конференция. Ответственный бизнес в решении глобальных задач. – РБК Тренды. <https://trends.rbc.ru/trends/green/5ee8a4689a794786afdd8ea61>

Improving the Operating Efficiency of Condensing Power Plants

E. M. Farhadzadeh^{a, *}, A. Z. Muradaliyev^a, S. A. Abdullayeva^a, and U. K. Ashurova^a

^aAzerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetic, Baku, Azerbaijan

**e-mail: elmeht@rambler.ru*

Reducing the risk of erroneous decisions, when organizing the operation, maintenance and repair of power units of powerful condensing power plants, the service life of which exceeds the standard value, is one of the most important and difficult problems of electric power systems. The importance of solving this problem is due to the danger of unacceptable consequences, which clearly confirmed by the world experience of operating these power plants. And the difficulty in solving it is due to the need to move from a qualitative characteristic of work efficiency to a quantitative one. At the same time, by “operational” we mean the assessment of the integral indicator during one shift, day or month. Efficiency of work is the simultaneous consideration of economy, reliability and safety. Traditionally, operational efficiency is quantified by its economic component. Reliability and safety guaranteed by the manufacturer and intuitively characterized. If this is natural within the standard service life, then in the subsequent period of operation this approach is unacceptable. But there is no methodology for quantifying operational performance. The article presents a method and an algorithm for assessing the integral indicator of operational efficiency using the example of 300 MW steam turbine power units running on gas-oil fuel. It is noted that the existing methods for assessing integral indicators have a number of significant drawbacks, such as the uncertainty of the physical essence, the subjectivity of the significance coefficients, and insufficient consideration of the multidimensional nature of technical and economic indicators.

Keywords: operational efficiency, condensing power plants, power units, efficiency, reliability, safety, integral indicator, calculation methods

УДК 004.9:338.1:620.9:621.311

КАК ВЛИЯЕТ ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА НА ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РОСТ? РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ДАННЫХ РАЗНОЙ ЧАСТОТНОСТИ

© 2021 г. О. И. Кустова¹, А. Ю. Редькина¹, А. Л. Чадов¹, Е. А. Шенкман^{1, *}

¹Национальный исследовательский университет “Высшая школа экономики”, Пермь, Россия

*e-mail: ea_popova@hse.ru

Поступила в редакцию 30.04.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

В работе моделируется влияние потребления возобновляемой энергии на экономический рост. Данные о потреблении возобновляемой электроэнергии и реальном ВВП обычно обладают разной частотностью, что приводит к потере части информации при стандартном использовании агрегирования. В нашей работе для “унификации” данных разной частотности использован метод временной дезагрегации (*temporal disaggregation*). Определение типа взаимосвязи проводится с помощью векторной модели коррекции ошибок. В долгосрочном периоде между ВВП и потреблением электрической энергии, произведенной от возобновляемых источников энергии, была выявлена положительная взаимосвязь. В краткосрочном периоде влияние потребления возобновляемой энергии на экономический рост не выявлено, однако доказано наличие обратной взаимосвязи, что подтверждает консервативную гипотезу.

Ключевые слова: возобновляемая энергия, экономический рост, метод временной дезагрегации

DOI: 10.31857/S0002331021010118

ВВЕДЕНИЕ

Согласно данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии¹, мировое потребление электрической энергии, произведенной от возобновляемых источников, с 2009 по 2018 увеличилось на 206.8%. При этом подобная энергия дает все больший вклад в общее мировое потребление электроэнергии. Так, по прогнозу Международного энергетического агентства, с 2018 по 2023 год потребление электроэнергии, выработанной с помощью возобновляемых источников энергии, должно вырасти на 20% и достигнуть уровня 12.4% от общего потребления к 2023 году. Эта тенденция возникла вследствие осознания по всему миру необходимости разработки систем экологически безопасного, рационального и рассчитанного на долгосрочную перспективу использования природных ресурсов.

Существует значительный пласт научных исследований, посвященных изучению взаимосвязи экономического роста страны и потребления электрической энергии, произведенной от возобновляемых источников энергии (далее — потребление ВИЭ) [1–13]. Это связано с тем, что определение типа такой взаимосвязи создает основу для формирования национальных политик как в области защиты окружающей среды, так

¹ International Renewable Energy Agency – IRENA. Доступ по ссылке: <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019> (Дата доступа – 12.12.2019).

и развития энергетики. Получив релевантные доказательства, национальные агентства, отвечающие за выработку соответствующих политик, могут разрабатывать устойчивые стратегии, обеспечивающие баланс интересов энергетики, экономики и экологии.

Однако разные авторы на разных временных промежутках и на данных разных стран приходят к противоречивым результатам: ряд исследований доказывают отсутствие взаимосвязи между интересующими нас показателями [1–5], другие авторы подтверждают влияние потребления возобновляемой энергии на экономический рост [6–10]. При этом в части работ находит подтверждение третья гипотеза, согласно которой экономический рост влияет на потребление ВИЭ [4, 10, 11]. В данной работе планируется изучить взаимосвязь потребления ВИЭ и реального ВВП (как показателя экономического роста) на примере США. США были выбраны по двум причинам. Во-первых, подобные исследования для этой экономики проводились неоднократно и выводы о характере взаимосвязи, полученные разными исследователями, не совпадают — ими были подтверждены разные гипотезы. Во-вторых, необходимые нам данные для США можно найти в открытом доступе за наиболее длинный промежуток времени. Большое количество наблюдений позволяет получить более надежные результаты.

Особенностью нашей работы является изучение взаимосвязи показателей экономического роста и возобновляемой энергии на ежемесячных данных. В то время как в большинстве предыдущих исследованиях эта взаимосвязь изучалась на ежегодных данных [1–13]. Дело в том, что изучаемые показатели — потребление ВИЭ и ВВП — имеют разную частотность. Например, самая малая доступная частотность для ВВП — квартальная, в то время как данные о потреблении энергии доступны с частотностью в месяц и меньше. Поэтому для построения моделей и проверки гипотез необходимо осуществить переход на единую частоту. Для этого “традиционно” применяется агрегирование высокочастотных показателей. В нашем исследовании применяется метод временной дезагрегации (*temporal disaggregation*) Чоу-Лина [14] для построения ВВП в более частотной динамике — за каждый месяц.

Это позволяет, во-первых, не потерять информацию более частотного показателя, во-вторых, получить более состоятельные оценки взаимосвязи показателей [15]. Данный подход широко применяется при изучении безработицы [16], взаимосвязи ВВП и инфляции [14] и других преимущественно макроэкономических вопросов. Однако для изучения взаимосвязи экономического роста и потребления ВИЭ на данных разной частотности данный подход применяется, насколько нам известно, в первый раз.

Структура работы выглядит следующим образом. В следующем разделе проведен анализ релевантной литературы. Далее описаны собранные данные и используемая методология исследования. В предпоследнем разделе представлены результаты моделирования. Заключение завершает работу.

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В литературе по экономике энергетики исследования взаимосвязи между потреблением электроэнергии и экономическим ростом начались еще в конце 70-х гг. прошлого века. За прошедшее время был накоплен опыт исследования на данных десятков стран и с использованием разных подходов (хороший обзор дан, например, в [17]). В большинстве своем эти исследования тестируют четыре возможные гипотезы. Они отличаются по типу причинно-следственной связи между потреблением электроэнергии (любого типа) и экономическим ростом (поведением реального ВВП).

1. Гипотеза роста (*the growth hypothesis*). В рамках этой гипотезы постулируется, что увеличение потребления электроэнергии приводит к экономическому росту (однонаправленная причинно-следственная связь). Экономическое обоснование этой гипо-

тезы заключается в том, что электроэнергия выступает одним из важнейших экономических ресурсов наряду с трудом и капиталом и комплементарна им.

2. Консервативная гипотеза (*the conservative hypothesis*). В этом случае предполагается, что экономический рост вызывает увеличение потребления электроэнергии (причинно-следственная связь снова однонаправленная, но направление меняется на противоположное). Эта гипотеза имеет важное значение с точки зрения выработки рекомендаций по защите окружающей среды и контролю изменений климата. Если она подтверждается, то политика энергосбережения, имеющая целью ограничение спроса на энергию, не может негативно повлиять на экономические показатели экономики. В этом случае ожидается, что введение таких мер, как сокращение выбросов парниковых газов, повышение энергоэффективности или управление спросом на энергию, окажет лишь незначительное влияние на экономический рост, поскольку зависимость состояния экономики от спроса на электроэнергию относительно невелика.

3. Гипотеза обратного воздействия (*the feedback hypothesis*). Здесь используется предположение, что связь между экономическим ростом и потреблением электрической энергии является двусторонней. То есть увеличение потребления электроэнергии вызовет экономический рост с эффектом обратной связи.

4. Гипотеза нейтральности (*the neutrality hypothesis*) подразумевает, что между потреблением электрической энергии и экономическим ростом нет причинно-следственной связи, то есть они не оказывают влияния друг на друга. Это может происходить, если вклад потребления электроэнергии не дает значительного вклада в производство товаров и услуг.

Отражая увеличение значимости “зеленой” энергии для экономики разных стран, около 10 лет назад начал формироваться новый пласт литературы, где изучалось взаимное влияние экономического роста и потребления только энергии ВИЭ. При этом исследователи проверяли все те же 4 гипотезы, которые были сформированы ранее, — в ходе изучения взаимного влияния динамики ВВП и общего потребления электроэнергии. По результатам тестирования все исследования можно разделить на несколько групп.

Исследования, в которых *не обнаружено взаимного влияния* между потреблением ВИЭ и экономическим ростом. *Гипотеза нейтральности подтверждена*, например, в [1] для 27 европейских стран, в [2] для Бразилии, Финляндии и Швейцарии, в [3] для Турции, в [4] для Канады, Италии и США и для всех развитых стран в [6].

В тоже время существует ряд исследований, где авторами была *подтверждена гипотеза роста*. Среди прочих, положительное влияние потребления ВИЭ на экономический рост было подтверждено в [6] и [7] для 85 и 38 стран соответственно, в [4] для Германии и Японии, в [8] для стран-участниц ОЭСР, в [9] для регионов Италии, в [10] для 51 африканской страны, расположенной к югу от Сахары.

Находит свое *подтверждение* для потребления ВИЭ и *консервативная гипотеза о влиянии экономического роста на потребление ВИЭ*. Например, пришли к такому выводу авторы в [10] для 10 стран к югу от Сахары, в [11] для США, в [4] для Франции и Великобритании.

Однако при изучении влияния ВИЭ на экономику были также получены результаты, выходящие за пределы четырех традиционных гипотез. Ряд авторов демонстрирует, что увеличение использования возобновляемой энергии приводит к отрицательному экономическому росту, назовем такую гипотезу — “*гипотезой падения*”. В частности, она подтверждена в [12] для Турции, в [13] для 24 европейских стран, в [6] для Индии, Украины, США и Израиля. Этому эффекту можно дать следующее объяснение. Если экономика использует сравнительно небольшие объемы энергии, полученной из возобновляемых источников, то издержки их использования могут быть относительно более высокими по сравнению с ископаемыми видами топлива. Следовательно наращивание использования “зеленой” энергии в таких условиях может привести к по-

тере значимости влияния на экономической рост или даже возникновению отрицательного эффекта [5].

Проведенный анализ показывает, что среди исследователей нет консенсуса относительно значимости и знака интересующей нас взаимосвязи. В частности, на данных США ученые приходят к противоположным результатам: в [6] подтверждают гипотезу падения, в [11] подтверждают консервативную гипотезу (потребления ВИЭ растет в связи с ростом ВВП), в [4] авторы не находят значимого влияния между этими показателями. Более того, не выработано и единого методического подхода к изучаемому вопросу. Однако прикладная значимость исследуемой взаимосвязи приводит нас к необходимости совершенствования существующих методик оценки.

ДАННЫЕ

В нашем исследовании показателем экономического роста выбран реальный ВВП (далее – ВВП). Собранные данные показателя потребления ВИЭ включают в себя потребление электроэнергии, произведенной от всех возобновляемых источников энергии, доступных в конкретный год выборки. Так, начиная с 1990 года, потребление включает в себя потребление, произведенной за счет гидроэнергии, геотермальной энергии, солнечной энергии, ветровой энергии и энергии из биомассы².

Отметим, что и ВВП, и потребление ВИЭ являются потоковыми показателями, то есть они показывают объем (рыночной стоимости товаров и услуг или энергии) за определенный промежуток времени. На первый взгляд кажется, что для измерения потоковых показателей можно выбрать любой удобный промежуток времени. Теоретически, в случае измерения потребления электроэнергии, возможности выбора временного интервала широки, поскольку показания счетчиков могут снимать в любой момент времени. Однако для потребления ВИЭ обычно доступны только месячные данные. В то же время стандартным промежуток для расчета ВВП любой страны является год, а самым коротким промежуток, для которого этот показатель регулярно оценивают, – квартал. В данной работе анализируемые показатели взяты с максимальной частотной динамикой, которую удалось найти в открытом доступе. Другой важной характеристикой собираемых данных является количество наблюдений. Для получения надежных результатов ряды наблюдений должны быть достаточно длинными. Однако данные о потреблении ВИЭ для многих стран ограничены только двумя последними десятилетиями. Исключением являются США – для них в открытых источниках можно найти интересующие нас данные за период с начала 70-х гг. прошлого века – поэтому данная экономика и была выбрана в качестве объекта наблюдения. За период с 1973 по 2018 гг., во-первых, были собраны квартальные данные о ВВП США в млрд долл. (137 наблюдений). Во-вторых, за этот же период были собраны ежемесячные данные о потреблении ВИЭ в триллионах британских тепловых единиц – BTU³ (550 наблюдений). Показатели собраны с сайта базы экономических данных Федерального резервного банка США⁴.

Первичный анализ данных позволяет сделать несколько выводов. На рисунке 1 представлены динамика ВВП и потребление ВИЭ за весь период наблюдения. Видно, что оба показателя на всем рассматриваемом промежутке имеют положительный тренд, что необходимо учитывать при дальнейшем моделировании потребления ВИЭ и ВВП страны. В отличие от ВВП потребление ВИЭ характеризуется периодическими

² До 1990 г. в США было представлено меньшее количество ВИЭ, а именно: гидроэнергии, геотермальной энергии и энергии из биомассы. Данные о структуре собраны с сайта Энергетической Информационной Администрации США. Доступ по ссылке https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/sec1_7.pdf (Дата доступа – 29.08.2020).

³ 1000 BTU/ч = 293 Вт.

⁴ Federal Reserve Economic Data, FRED. Доступ по ссылке: <https://fred.stlouisfed.org/> (Дата доступа – 17.04.2019).

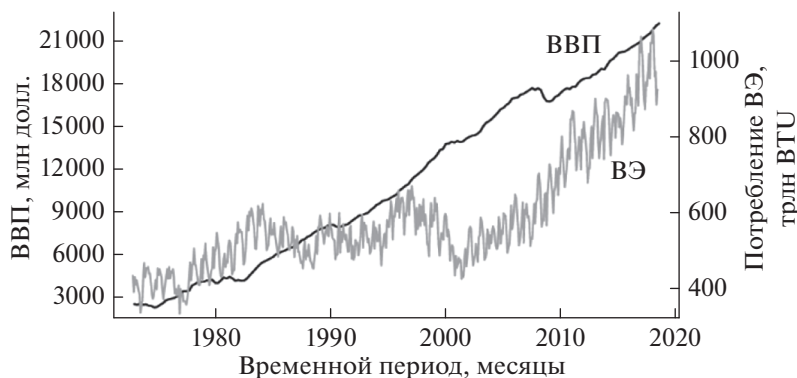


Рис. 1. ВВП в динамике за каждый квартал и потребление возобновляемой энергии в динамике за каждый месяц.

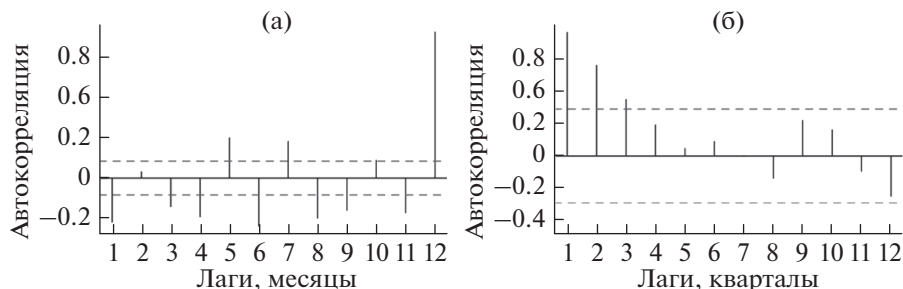


Рис. 2. Автокорреляционные функции (а) потребления возобновляемой энергии и (б) ВВП.

спадами. В первую очередь эти спады объясняются изменением выработки гидроэлектроэнергии, которая связана с изменением уровня речного стока. Как видно на рис. 1, значительное падение потребления ВИЭ произошло в 1996–2001 гг.⁵

Для выявления сезонности данных в работе строятся графики автокорреляции для каждого показателя (рис. 2). Стоит отметить, что сезонность потребления ВИЭ в США преимущественно обусловлена гидроэнергией, объем потребления которой составляет большую часть от общего объема потребления ВИЭ на рассматриваемом временном промежутке. Следовательно, можно ожидать явно выраженное повышение потребления в весенние и летние месяцы. Однако в соответствии с собранными данными для потребления ВИЭ (рис. 2а) статистически значимыми на 95% уровне оказались коэффициенты автокорреляции 1, 3, 4, ..., 12 лага. Это означает, что потребление ВИЭ обладает более сложной сезонностью, не ограничивающейся только весенне-

⁵ Насколько нам известно, в этот период не было значительных изменений в структуре ВИЭ США, изменений в политике использования ВИЭ, однако было значительное уменьшение выработки гидроэнергетики, информация об этом доступна на сайте Энергетической Информационной Администрации США (Доступ по ссылке <https://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/showtext.php?t=ptb0804b>, дата доступа 26.08.2020). Кроме того, в этот же промежуток времени было значительное уменьшение цен на нефть (Доступ к данным по <https://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>, дата доступа 26.08.2020), что сказалось на увеличении выработки электроэнергии за счет традиционных источников энергии. Обе причины могли привести к падению выработки электроэнергии от ВИЭ.

летним пиком выработки гидроэнергии. А именно рассчитанные значения коэффициентов автокорреляции демонстрируют значимую уникальную ежемесячную сезонность потребления ВИЭ. В свою очередь, ВВП также обладает четко выраженной квартальной сезонностью, что подтверждается значимым коэффициентом автокорреляции для лагов первого, второго и третьего порядка (рис. 26). Выявленная сезонность в дальнейшем учитывается при моделировании потребления ВИЭ и ВВП США.

МЕТОДОЛОГИЯ

В основе методологии данного исследования лежит биофизическая модель экономического роста [18], в рамках которой потребление энергии выступает в качестве единственного объясняющего фактора. В данной работе по аналогии с [19] предполагается, что единственным объясняющим фактором является потребление ВИЭ, в то время как другие факторы экономического роста, такие как труд и капитал, в современной экономике являются производными от потребления энергии. Иными словами, в рамках биофизической модели предполагается, что основная часть факторов, влияющих на ВВП, влияет и на потребление ВИЭ, что позволяет рассматривать последнее как агрегированный фактор для ВВП. Проверке обоснованности и результатам применения данного предположения посвящена следующая часть настоящей работы.

Для моделирования долгосрочной взаимосвязи (*LR-relation*) между экономическим ростом и потребленной ВИЭ мы будем использовать следующую спецификацию:

$$\ln(GDP_t) = \mu + \beta \ln(RE_t) + \varepsilon_t, \quad (1)$$

где GDP_t — это показатель экономического роста (ВВП США) в момент времени t , RE_t — объем потребленной ВИЭ.

Для оценки взаимосвязи (1) необходимо выполнить три шага. Первый шаг заключается в преобразовании квартальных данных ВВП в данные с ежемесячной периодичностью для приведения к той же частотности, что и данные потребления ВИЭ. На втором шаге проводятся формальные статистические тесты (на стационарность и коинтеграцию) для выявления закономерностей в данных, которые необходимо учитывать при моделировании для получения более состоятельных оценок. Наконец, последний шаг заключается в построении и оценивании векторной модели коррекции ошибок, которая позволит ответить на вопрос о взаимосвязи ВВП и потребления ВИЭ. Более подробно шаги описаны ниже.

Первый шаг. Временная дезагрегация

Как уже упоминалось, количество потребленной ВИЭ — это “высокочастотный” показатель: его значения обновляются через относительно небольшие промежутки времени (день, неделя, месяц и т.д.). Напротив, ВВП — это “низкочастотный” показатель, измеряемый для более длительных промежутков времени (квартал, год). Следовательно, векторы GDP и RE имеют разную размерность. Традиционный подход к оценке параметров уравнения (1) предполагает агрегирование высокочастотных данных для приведения векторов данных к одинаковой размерности [20]. Однако такое агрегирование, во-первых, приводит к потере части данных, то есть не позволяет использовать всю доступную информацию для оценивания, во-вторых, приводит к несостоятельности оценки долгосрочной взаимосвязи между переменными [15].

Для решения указанной проблемы может использоваться метод временной дезинтеграции (*temporal disaggregation*) Чоу-Лина [14]. Суть метода заключается в “расширении” низкочастотных векторов до размерности высокочастотных с учетом структуры высокочастотных данных.

Пусть имеется низкочастотный ряд GDP_l размерности $n \times 1$, который необходимо преобразовать в высокочастотный ряд GDP_h размерностью $mn \times 1$. Здесь n — количество имеющихся наблюдений; m — число, показывающее, во сколько раз увеличится количество наблюдений.

В основе метода Чоу-Лина лежит предположение, что ненаблюдаемый высокочастотный временной ряд GDP_h можно представить как стохастическую функцию от наблюдаемых высокочастотных величин [14]. В нашем случае единственная наблюдаемая высокочастотная величина это RE_h , поэтому

$$GDP_h = RE_h \gamma + \varepsilon_h, \quad (2)$$

где RE_h — вектор размерности $mn \times 1$; γ — скалярный параметр; ε_h — вектор случайных ошибок, со средним равным 0 и ковариационной $(mn \times mn)$ -матрицей Ω . Предполагается, что вектор оценок γ одинаков для высокочастотных и для низкочастотных данных.

Для оценки параметра γ уравнение (2) преобразуется с помощью $(n \times mn)$ -матрицы C , которая конвертирует высокочастотные данные в низкочастотные. Матрица C конструируется таким образом, что высокочастотные данные суммируются поочередно по m элементам. По Чоу-Лину такое преобразование называется “распределение” (*distribution*). В данной работе для преобразования квартальных данных в месячные, матрица C имеет вид:

$$C = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & \dots & 0 & 0 & 0 \\ & & \vdots & & \ddots & & & \vdots & & \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}. \quad (3)$$

Умножив уравнение (2) на матрицу (3), получим:

$$GDP_l = RE_l \gamma + \varepsilon_l, \quad (4)$$

где $GDP_l = C GDP_h$, $RE_l = C RE_h$, $\varepsilon_l = C \varepsilon_h$.

Уравнение (4) можно оценить на имеющихся низкочастотных данных, используя метод обобщенных квадратов (GLS):

$$\hat{\gamma}_{GLS} = \left[RE_l' (C \Omega C')^{-1} RE_l \right]^{-1} RE_l' (C \Omega C')^{-1} GDP_l. \quad (5)$$

Имея $\hat{\gamma}_{GLS}$ для уравнения (4), можно предсказать недостающие значения для месячных данных, используя лучший прогноз для GDP_h в классе линейных несмещенных прогнозов [21]:

$$GDP_h = RE_h \hat{\gamma}_{GLS} + \Omega C' (C \Omega C')^{-1} (GDP_l - RE_l \hat{\gamma}_{GLS}). \quad (6)$$

Первая часть уравнения (6) показывает изменения ожидаемого месячного значения GDP_h в ответ на изменение RE_h на единицу. Вторая часть уравнения — это низкочастотные ошибки, преобразованные в высокочастотные и полученные из оцененного уравнения регрессии для низкочастотных данных. Полученный таким образом прогноз является состоятельным [22].

Для практического использования формул (5)–(6) необходимо оценить единственную неизвестную величину — ковариационную матрицу высокочастотных остатков Ω . В предположении, что высокочастотные остатки могут быть описаны авторегрессией

первого порядка AR(1) вида $\varepsilon_t = \alpha \varepsilon_{t-1} + u_t$, где $u_t \sim WN(0, \sigma^2)$ тогда матрица Ω имеет следующий вид [14]:

$$\Omega = \frac{\sigma^2}{1 - \alpha^2} \begin{pmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 & \dots & \alpha^{mm-1} \\ \alpha & 1 & \alpha & \dots & \alpha^{mm-2} \\ \alpha^2 & \alpha & 1 & \dots & \alpha^{mm-3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \alpha^{mm-1} & \alpha^{mm-2} & \alpha^{mm-3} & \dots & 1 \end{pmatrix}, \quad (7)$$

где α – это коэффициент автокорреляции первого порядка.

В работе [14] показано, что для оценки параметра α матрицы Ω необходимо решить уравнение $\alpha = \varphi(\alpha)$, где

$$\varphi(\alpha) = \frac{\alpha^5 + 2\alpha^4 + 3\alpha^3 + 2\alpha^2 + \alpha}{2\alpha^2 + 4\alpha + 3}. \quad (8)$$

Второй шаг. Тестирование рядов

Для выбора корректной спецификации модели необходимо *проверить ряды на стационарность*. Для этого в работе применяется расширенный тест Дикки–Фуллера (ADF) для проверки нулевой гипотезы о наличии единичного корня. При применении теста [23] необходимо указать количество лагов анализируемого показателя. В данной работе количество лагов выбирается так, чтобы минимизировать значение информационного критерия Акайке.

Поскольку на рис. 1 прослеживается ярко выраженный тренд как для ВВП, так и для потребления ВИЭ, целесообразно проверять на стационарность не сами ряды, но и их первые разности, а именно $\Delta GDP_t = GDP_t - GDP_{t-1}$ и $\Delta RE_t = RE_t - RE_{t-1}$.

Затем необходимо ряды *проверить на наличие коинтеграции*, то есть на наличие долгосрочного взаимоотношения между рядами, которое должно быть учтено при моделировании. Для этого применяются тесты на коинтеграцию Йохансена (Johansen, 1988): тест следа (*trace test*) и тест максимального собственного значения (*maximal eigenvalue test*). При применении этих тестов [23] на исходных рядах строится векторная авторегрессионная модель порядка p , который выбирается на основании информационного критерия Акайке. Для нашей модели нулевой гипотезой в этих тестах является то, что ранг матрицы коэффициентов модели не превышает некоторого заданного числа r . Альтернативная гипотеза – ранг матрицы больше заданного числа r для теста следа и ранг матрицы больше $r + 1$ для теста максимального собственного значения соответственно. Таким образом, значение r , при котором нулевая гипотеза не будет отклонена, равно количеству коинтеграционных выражений для данных показателей. В нашем случае показателей только два: ВВП и потребление ВИЭ, поэтому тест проводится только на проверку $r = 1$ коинтеграционного выражения.

Третий шаг. Моделирование

В данной работе применяется векторная модель коррекции ошибок (VECM), предложенная Йохансеном. В данной модели, во-первых, предполагается, что все переменные оказывают взаимное влияние друга на друга с лагом. А именно, предполагается, что на ВВП страны влияет объем потребления ВИЭ в прошлые периоды, и, наоборот, на потребление ВИЭ влияет ВВП прошлых периодов. Данная предпосылка подтверждается проведенными исследованиями [24–27]. Во-вторых, наряду с краткосрочным влиянием эта модель позволяет оценить долгосрочную взаимосвязь между ВВП и потреблением ВИЭ.

Таблица 1. Результаты проведения тестов на стационарность для ВВП и потребление ВИЭ

	Ряды		Первые разности	
	$I(GDP)$	$I(RE)$	$\Delta I(GDP)$	$\Delta I(RE)$
Статистика	6.597	1.758	−6.429***	−6.806***

Примечание: * – отклонение нулевой гипотезы на 10% уровне, ** – на 5% уровне, *** – на 1% уровне. Для всех тестов применена спецификация без константы и тренда 12 лагами, количество которых выбранно на основании информационного критерия Акайке.

Векторная модель коррекции ошибок с одним коинтеграционным уравнением имеет следующую спецификацию:

$$\begin{cases} \Delta \ln(GDP_t) = \sum_{i=1}^p a_{1,i} \Delta \ln(GDP_{t-i}) + \sum_{i=1}^p b_{1,i} \Delta \ln(RE_{t-i}) + \sum_{s=1}^{11} c_{1,s} D_{s,t} + \alpha_{1,1} ECT_{t-1} + \varepsilon_{1,t}, \\ \Delta \ln(RE_t) = \sum_{i=1}^p a_{2,i} \Delta \ln(GDP_{t-i}) + \sum_{i=1}^p b_{2,i} \Delta \ln(RE_{t-i}) + \sum_{s=1}^{11} c_{2,s} D_{s,t} + \alpha_{2,1} ECT_{t-1} + \varepsilon_{2,t}, \\ ECT_t = \ln(GDP_t) - \beta \ln(RE_t) - \mu, \end{cases} \quad (9)$$

где ΔGDP_t и ΔRE_t – это первые разницы показателей ВВП и потребление ВИЭ соответственно; p – это количество лагов в модели, которое выбирается исходя из минимизации информационного критерия Акайке.

Сезонность исходных данных в модели учитывается за счет включения индикативных переменных D_s для месяца s . При этом в качестве базового месяца выбран декабрь. Таким образом, коэффициенты $c_{1,s}$ и $c_{2,s}$ отражают влияние месяца s в сравнении с базовыми на прирост ВВП и потребление ВИЭ соответственно.

Долгосрочная взаимосвязь ВВП и потребления ВИЭ учитывается в модели за счет коинтеграционного выражения ECT . В нем коэффициент β отражает долгосрочную взаимосвязь между показателями ВВП и потребления ВИЭ. Коэффициенты α в первых двух уравнениях системы (9) отвечают за скорость сходимости к ECT , а именно, к долгосрочному равновесию.

Краткосрочная взаимосвязь ВВП и потребления ВИЭ может быть проанализирована с помощью импульсных функций отклика (*Impulse response functions*), которые конструируются на основе коэффициентов модели $a_{j,i}$ и $b_{j,i}$, $j \in \{1, 2\}$. Для оценки изолированного эффекта одной переменной на другую применяются ортогональные функции отклика. Для построения доверительного интервала рассчитанных оценок отклика применяется техника бустрап с 100 репликациями, как рекомендовано в [28].

ЭМПИРИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В соответствии с методикой, описанной выше, на первом этапе была реализована временная дезагрегация данных ВВП (матрица C имеет размер $n \times 3n$). В результате сконструирован новый ряд данных GDP_h размерностью 550×1 с месячной частотностью. Динамика дезагрегированного ВВП показана на графике 3.

На следующем шаге временные ряды данных (сконструированный ВВП и потребление ВИЭ) были логарифмированы и проверены на стационарность. Как можно увидеть в табл. 1, сами ряды не являются стационарными, однако первые разности рядов на 1% уровне значимости являются стационарными.

Результаты теста Йохансена на коинтеграцию логарифмированных показателей ВВП и потребления ВИЭ отражены в табл. 2. Для теста следа и для теста максималь-

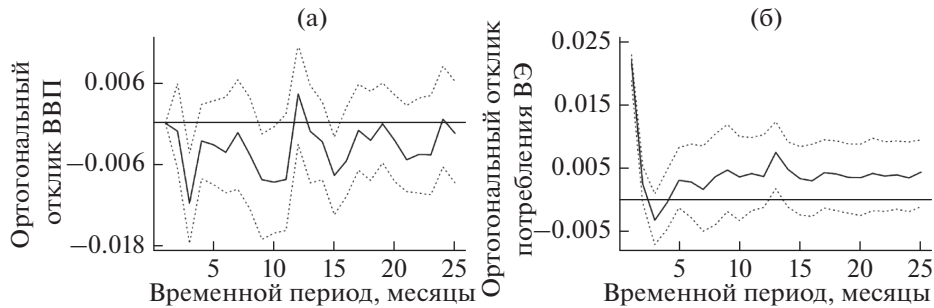


Рис. 4. Ортогональные функции импульсных откликов (а) ВВП на шок в переменной потребления ВИЭ, (б) ВИЭ на шок в переменной ВВП.

наличие положительной взаимосвязи между переменными. Значимость коэффициента β подтверждает наличие долгосрочного соотношения или равновесия между этими показателями, к которому после краткосрочных шоков стремится показатель ВВП.

По графику импульсных функций отклика (рис. 4) можно сделать следующие выводы о краткосрочной взаимосвязи ВВП и потребления ВИЭ. Шок потребления ВИЭ, который является резким изменением в рассматриваемой переменной на 1 стандартное отклонение, незначительно влияет на ВВП на любом временном горизонте. Таким образом, нельзя утверждать, что в краткосрочном периоде потребление ВИЭ влияет на экономический рост. Однако шок ВВП на 95% уровне значимости отрицательно влияет на объем потребления ВИЭ через 2 месяца. Под “шоком ВВП” здесь понимается заметное изменение уровня ВВП в очередном периоде по сравнению с текущим значением. При этом, начиная с 5 месяца и далее, эффект становится уже положительным. Если суммировать эффекты первых 12-ти месяцев, то положительным будет кумулятивное (накопленное) влияние шока ВВП на потребление ВИЭ за 1 год. Данный результат совпадает с [11], где авторами на данных редкой частотности для США также был спрогнозирован положительный эффект шока ВВП на потребление ВИЭ через год. И тем самым была подтверждена консервативная гипотеза, то есть предположение о росте потребления электроэнергии, произведенной из возобновляемых источников, в связи с ростом ВВП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе проведен анализ влияния потребления возобновляемой энергии на экономический рост на основе данных США с 1973 по 2018 год. Перед моделированием данные были приведены к одинаковой (более высокой) частотности с помощью подхода временной дезагрегации Чоу-Лина. А именно, ежеквартальные данные ВВП были приведены к ежемесячным, что позволило получить состоятельные оценки эффектов и выявить взаимосвязь интересующих нас показателей на более частотном уровне (меньше квартала).

На основе биофизической модели экономического роста была построена векторная модель коррекции ошибок, которая позволила оценить краткосрочные и долгосрочные эффекты. В долгосрочном периоде между ВВП и потреблением ВИЭ была выявлена положительная взаимосвязь. Поскольку природа модели не позволяет определить направление причинно-следственной связи, полученный результат может быть интерпретирован следующим образом. Прирост потребления ВИЭ на 1% приводит к

большему, чем на 1% росту ВВП при прочих равных. Или наоборот – рост ВВП на 1.28% позволяет увеличить потребление ВИЭ на 1% при прочих равных.

В краткосрочном периоде модель позволяет оценить направление влияния показателей. Так влияние потребления ВИЭ на экономический рост не выявлено, однако статистически значимым является влияние ВВП на потребление ВИЭ. Интересно то, что знак влияния меняется со временем. Положительный шок ВВП в первые месяцы приводит сначала к снижению потребления ВИЭ (отрицательный эффект), и только через три месяца потребление ВИЭ начинает увеличиваться (положительный эффект). Если суммировать эффекты первых 12-ти месяцев, то кумулятивный эффект шока ВВП на потребление ВИЭ на год вперед получается положительным. Это позволяет подтвердить консервативную гипотезу о росте потребления электроэнергии в связи с ростом ВВП, и совпадает с некоторыми результатами, полученными ранее (например, в [11].)

В данной работе исследование проводилось на данных США. В силу значительных различий структуры генерации ВИЭ, а также энергетических политик разных стран, полученные выводы не могут быть распространены на другие страны и регионы. Однако предложенная методология исследования может быть применима для ответа на вопрос о взаимосвязи потребления ВИЭ и экономического роста для других стран, как развитых, так и развивающихся.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Menegaki A.N.* Growth and renewable energy in Europe: a random effect model with evidence for neutrality hypothesis // *Energy economics*. 2011. V. 33. № 2. P. 257–263.
2. *Omri A., Mabrouk N.B., Sassi-Tmar A.* Modeling the causal linkages between nuclear energy, renewable energy and economic growth in developed and developing countries // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. V. 42. P. 1012–1022.
3. *Bulut U., Muratoglu G.* Renewable energy in Turkey: Great potential, low but increasing utilization, and an empirical analysis on renewable energy-growth nexus // *Energy Policy*. 2018. V. 123. P. 240–250.
4. *Chang T., Gupta R., Inglesi-Lotz R., Simo-Kengne B., Smithers D., Trembling, A.* Renewable energy and growth: Evidence from heterogeneous panel of G7 countries using Granger causality // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. V. 52. P. 1405–1412.
5. *Chen C., Pinar M., Stengos T.* Renewable energy consumption and economic growth nexus: Evidence from a threshold model // *Energy Policy*. 2020. V. 139. P. 1–13.
6. *Bhattacharya M., Paramati S.R., Ozturk I., Bhattacharya S.* The effect of renewable energy consumption on economic growth: Evidence from top 38 countries // *Applied Energy*. 2016. V. 162. P. 733–741.
7. *Bhattacharya M., Churchill S.A., Paramati S.R.* The dynamic impact of renewable energy and institutions on economic output and CO₂ emissions across regions // *Renewable Energy*. 2017. V. 111. P. 157–167.
8. *Inglesi-Lotz R.* The impact of renewable energy consumption to economic growth: A panel data application // *Energy Economics*. 2016. V. 53. P. 58–63.
9. *Magnani N., Vaona A.* Regional spillover effects of renewable energy generation in Italy // *Energy Policy*. 2013. V. 56. P. 663–671.
10. *Ozturk I., Bilgili F.* Economic growth and biomass consumption nexus: Dynamic panel analysis for Sub-Saharan African countries // *Applied Energy*. 2015. V. 137. P. 110–116.
11. *Menyah K., Wolde-Rufael Y.* CO₂ emissions, nuclear energy, renewable energy and economic growth in the US // *Energy Policy*. 2010. V. 38. № 6. P. 2911–2915.
12. *Ocal O., Aslan A.* Renewable energy consumption–economic growth nexus in Turkey // *Renewable and sustainable energy reviews*. 2013. V. 28. P. 494–499.
13. *Marques A.C., Fuinhas J.A.* Is renewable energy effective in promoting growth? // *Energy Policy*. 2012. V. 46. P. 434–442.
14. *Chow G.C., Lin A.* Best linear unbiased interpolation, distribution, and extrapolation of time series by related series // *The review of Economics and Statistics*. 1971. V. 53. № 4. P. 372–375.
15. *Granger C.W.J., Siklos P.L.* Systematic sampling, temporal aggregation, seasonal adjustment, and cointegration theory and evidence // *Journal of Econometrics*. 1995. V. 66. № 1-2. P. 357–369.
16. *Moauero F., Savio G.* Temporal disaggregation using multivariate structural time series models // *The Econometrics Journal*. 2005. V. 8. № 2. P. 214–234.
17. *Ozturk I.* A literature survey on energy–growth nexus // *Energy policy*. 2010. V. 38. № 1. P. 340–349.

18. *Cleveland C.J., Costanza R., Hall C.A., Kaufmann R.* Energy and the US economy: a biophysical perspective // *Science*. 1984. V. 225. P. 890–897.
19. *Yoo S.H., Kwak S.Y.* Electricity consumption and economic growth in seven South American countries // *Energy Policy*. 2010. V. 38. № 1. P. 181–188.
20. *Seong B., Ahn S.K., Zadrozny P.A.* Cointegration analysis with mixed-frequency data // CESIFO working paper 2007. № 1939.
21. *Goldberger A.S.* Best Linear Unbiased Prediction in the Generalized Linear Regression Model // *J. American Statistical Association*. 1962. V. 57. № 298. P. 369–375.
22. *Silva J.M.C.S., Cardoso F.N.* The Chow-Lin method using dynamic models // *Economic modelling*. 2001. V. 18. № 2. P. 269–280.
23. *Brini R., Amara M., Jemmali H.* Renewable energy consumption, International trade, oil price and economic growth inter-linkages: The case of Tunisia // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. V. 76. P. 620–627.
24. *Adams S., Klobodu E.K.M., Apio A.* Renewable and non-renewable energy, regime type and economic growth // *Renewable Energy*. 2018. V. 125. P. 755–767.
25. *Kahia M., Aïssa M.S.B., Lanouar C.* Renewable and non-renewable energy use-economic growth nexus: The case of MENA Net Oil Importing Countries // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. V. 71. P. 127–140.
26. *Narayan S., Doytch N.* An investigation of renewable and non-renewable energy consumption and economic growth inter-linkages using industrial and residential energy consumption // *Energy Economics*. 2017. V. 68. P. 160–176.
27. *Zeb R., Salar L., Awan U., Zaman K., Shahbaz M.* Causal links between renewable energy, environmental degradation and economic growth in selected SAARC countries: Progress towards green economy // *Renewable energy*. 2014. V. 71. P. 123–132.
28. *Lütkepohl H.* Impulse response function // *Macroeconometrics and time series analysis*. London: Palgrave Macmillan, 2010. P. 145–150.

How Does Renewable Energy affect Economic Growth? Results of Modeling on Mixed Frequency Data

O. I. Kustova^a, A. U. Redkina^a, A. L. Chadov^a, and E. A. Shenkman^{a, *}

^a*National Research University Higher School of Economics, Perm, Russia*

^{*}*e-mail: ea_popova@hse.ru*

This study models the impact of renewable energy consumption on economic growth. Data on renewable energy consumption and real GDP usually have different frequency, and commonly used methods of data aggregation lead to the information loss. In order to avoid the problem, the method of temporal disaggregation was used in our paper. Further, we implemented the vector error correction model to define the type of causal relationship between variables. As a result, our analysis has indicated a positive relationship between renewable energy consumption and economic growth in the long-run period, whereas in the short-run period, economic growth has been found to cause renewable energy consumption. Therefore, the conservation hypothesis has been confirmed in our work.

Keywords: renewable energy, economic growth, temporal disaggregation method

УДК 621.311:004.8

НЕЙРОСЕТЕВОЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОПОЛОГИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ В ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ

© 2021 г. Н. Э. Готман¹, *, Г. П. Шумилова¹

¹Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра
Уральского отделения Российской академии наук Федерального государственного бюджетного
учреждения науки Федерального исследовательского центра “Коми научный центр
Уральского отделения Российской академии наук”, Сыктывкар, Россия

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

Поступила в редакцию 19.11.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Решена задача определения изменений в топологии электрической сети в результате неожиданного отключения линии. Быстрое выявление таких изменений поможет выполнить необходимые действия для уменьшения риска каскадных нарушений электроснабжения, которые, в свою очередь, могут привести к нарушениям электроснабжения в больших масштабах. Для решения задачи предложено использовать искусственную нейронную сеть, входными переменными которой являются вектора напряжения и тока, полученные от устройств синхронизированных векторных измерений. Для сокращения времени определения изменения топологии предлагается использовать данные переходного режима (в отличие от известных методов, где используют данные квазиустановившегося послеаварийного режима). Экспериментальные исследования проведены на 14-узловой тестовой схеме IEEE при отключении одной из линий в результате повреждения и включении ее устройством автоматического повторного включения. База данных для задачи получена с использованием программно-вычислительного комплекса “RastrWin 3”.

Ключевые слова: топология электрической сети, синхронизированные векторные измерения, искусственные нейронные сети

DOI: 10.31857/S0002231021010076

ВВЕДЕНИЕ

Определение схемы соединений электрической сети в реальном времени является одной из востребованных и сложных задач, возникающих при оперативном управлении электроэнергетической системой (ЭЭС). Во-первых, топология электрической сети определяется по информации телесигналов о положениях выключателей и разъединителей (разомкнут/замкнут), которая поступает по каналам телемеханики на удаленные центры диспетчерского управления. В результате воздействия помех телесигналы могут быть искажены, что приводит к ошибкам в определении соединений компонентов сети. Во-вторых, сами датчики, передающие и принимающие информацию, могут быть неисправны по причине нормальных сбоев оборудования или из-за кибератак.

Выявление изменений топологии важно для постоянного мониторинга электрической сети. Неожиданные изменения топологии, например, в результате повреждения линии, могут повлиять на остальные линии (привести к перегрузке отдельных линий) и дестабилизировать сеть. Знание топологических изменений, как результата повре-

ждения линии, может быть критическим при принятии решения о реагировании на нарушение электроснабжения. Быстрое выявление таких изменений поможет выполнить необходимые действия для уменьшения риска каскадных нарушений электроснабжения, которые, в свою очередь, могут привести к нарушениям электроснабжения в больших масштабах. Для примера, одной из основных причин катастрофического Северо-Восточного погашения в августе 2003-го года в США и Канаде был отказ в работе комплекса оценивания состояния ЭЭС вследствие недостоверности топологии сети, приведший к потере наблюдаемости режима в процессе развития аварии [1].

Методы определения топологии совместно с оцениванием состояния начали развиваться примерно с конца 1970-х годов на основе традиционных систем SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Датчики SCADA передают данные не чаще, чем каждые несколько секунд и не синхронизируются по времени, поэтому топология может быть оценена в течение нескольких минут, что в некоторых случаях недопустимо. Кроме того, операторы не могут иметь достаточную информацию о состоянии энергосистемы в режиме реального времени, что особенно важно, когда происходят большие нарушения.

Большое количество работ, посвященных проблеме поиска топологических ошибок, свидетельствует о ее высокой сложности. Она обусловлена дискретностью искоемых переменных (разомкнут/замкнут), придающей задаче комбинаторный характер, и грубыми ошибками самих измерений, вызываемыми коммутациями в сети и нередко маскирующими топологические ошибки.

Внедрение системы мониторинга переходных режимов на основе устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) позволяет реализовать принципиально новые алгоритмы определения топологии электрической сети. УСВИ, в отличие от традиционной системы SCADA, имеют возможность фиксировать быстропротекающие переходные процессы с высокой точностью. Предложено множество подходов для обнаружения топологических изменений сети, вызванных отключением линии. Обзор некоторых работ приведен в [2].

В данной работе представлены результаты разработки и исследования метода, основанного на применении искусственных нейронных сетей (ИНС). Этот метод является развитием нейросетевого подхода, изложенного в публикациях авторов [3–5]. В них определение топологии электрической сети было выполнено с применением ИНС, где в качестве входных переменных использованы модуль и фаза вектора напряжения в узлах размещения УСВИ и перетоки активной и реактивной мощностей на концах линий около узла размещения в установившемся режиме. Для уменьшения времени определения отключения линии, предлагается определять топологию электрической сети в переходном режиме и использовать для этого значения изменений векторных измерений от УСВИ во время переходного процесса.

МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ И ТЕСТОВАЯ СХЕМА

Для определения изменения в топологии электрической сети использована ИНС прямого распространения, ориентированная на 14-узловую тестовую схему IEEE (рис. 1). На схеме показано размещение УСВИ в узлах 2, 4, 5, 6, 9, 11 и 13, полученное как результат оптимальной расстановки по критерию минимума количества устройств [6], обеспечивающих топологическую наблюдаемость ЭЭС. Наблюдаемость узла 8 обеспечивается за счет нулевой инъекции транзитного узла 7.

База данных для решения поставленной задачи получена с использованием программно-вычислительного комплекса (ПВК) “RastrWin 3” (v 1.80.0.1485), в состав которого входит программный модуль “RUSTab”, предназначенный для расчета электромеханических переходных процессов. В ПВК “RastrWin 3” была воспроизведена

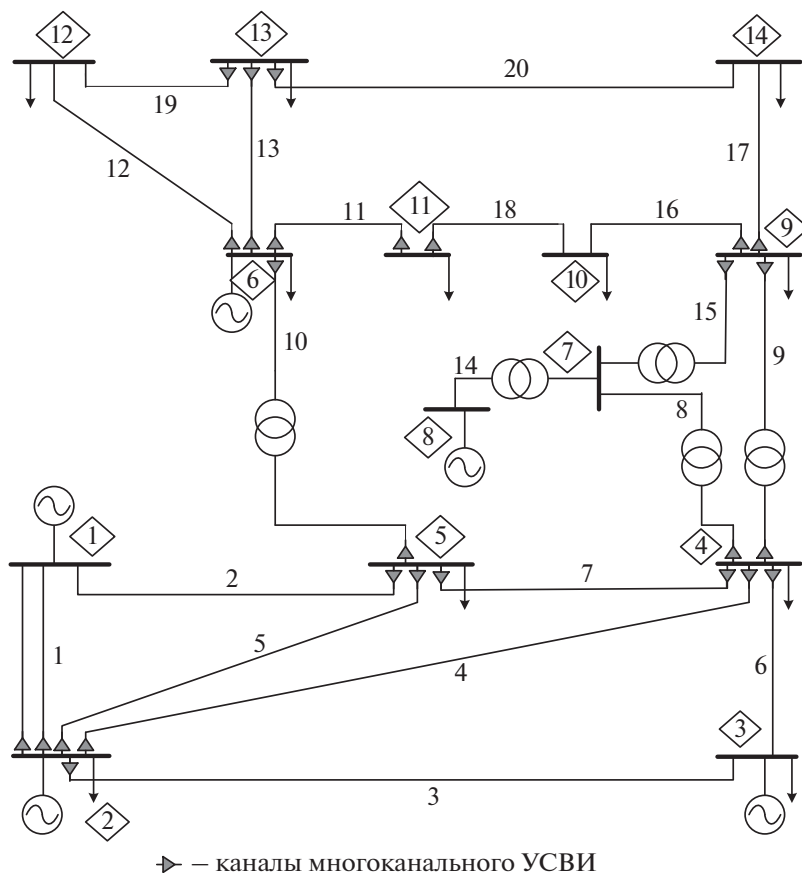


Рис. 1. 14-узловая тестовая схема “IEEE 14 Bus Test Case” с указанием мест размещения УСВИ.

14-узловая схема электрической сети “IEEE 14 Bus Test Case” на основе данных о параметрах сети и генераторов из ПВК “DigSILENT PowerFactory”.

Конфигурация ИНС для рассматриваемой задачи приведена на рис. 2. Она представляет собой трехслойный персептрон, во входном слое которого количество нейронов $NI = 27$ (или 54, в зависимости от варианта расчетов), в выходном слое $NK = 15$ (количество отключаемых линий в тестовой схеме). Количество нейронов в скрытом слое определялось для каждого случая по минимальной погрешности результата идентификации. Обучение ИНС проводилось по методу обратного распространения ошибки.

Входные параметры ИНС $x_1 - x_{NI}$ — это либо сами измерения фазы напряжения в узлах расстановки УСВИ и модули тока в ветвях, инцидентных этим узлам, либо изменения фазы напряжения и изменения модулей токов в ветвях, полученные от УСВИ.

При показанной на схеме рис. 1 расстановке устройств УСВИ получаем семь векторных измерений напряжений и 27 векторных измерений токов, но используем из них только семь измерений фаз напряжения и только 20 измерений модулей токов, поскольку для семи линий имеем измерения на обоих концах, и одно из которых нет необходимости рассматривать. Отключения трансформаторов не рассматривались.

ИНС реализована в программе, разработанной в среде Embacadero C++ Builder.

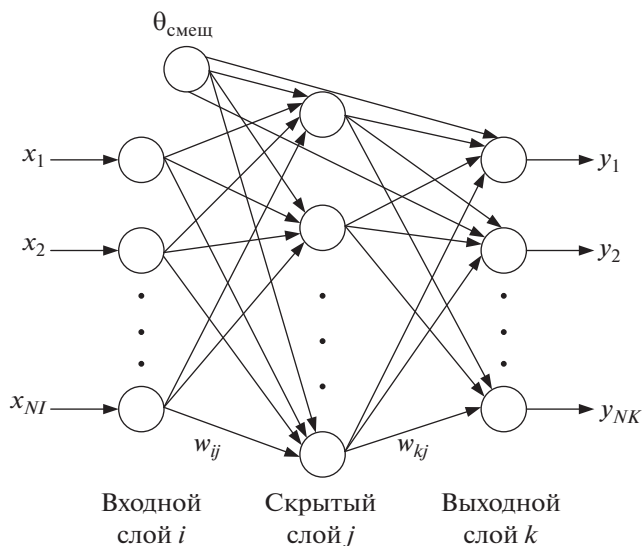


Рис. 2. Структура искусственной нейронной сети, используемой для определения изменения в топологии электрической сети.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ ЛИНИИ В ПЕРЕХОДНОМ РЕЖИМЕ

Для моделирования отключения линии рассчитаны 700 режимов путем изменения нагрузки во всех нагрузочных узлах. Диапазон изменения от 20 до 120% от базового уровня. К полученным значениям добавлялась случайная величина, составляющая от 0 до 20% величины базовой нагрузки в узле. Для каждого режима проведены расчеты переходных процессов, связанных с отключением одной из линий. Таким образом, получено 10500 образцов (15 аварийных ситуаций для 700 режимов), из которых 4500 образцов использованы для обучения ИНС и 6000 образцов – для тестирования.

Для изучения влияния шума на результаты идентификации топологии, к расчетным значениям измерений, полученным на ПВК “RastrWin 3”, добавляется случайным образом шум из того расчета, что УСВИ имеют относительную погрешность измерения напряжений и токов не более $\pm 0.2\%$, и поскольку векторные измерения содержат в себе не только погрешность УСВИ, но и погрешность измерительных трансформаторов, то относительная погрешность зашумления была несколько увеличена.

Рассмотрены два случая зашумления измерений: а) фазы напряжения на $\pm 0.5^\circ$ и модуля тока на 0.5% и б) фазы напряжения на $\pm 2.5^\circ$ и модуля тока на 2.5%. Для каждого случая предусмотрены два варианта расчетов с применением ИНС. В первом в качестве входных параметров использованы зашумленные значения самих 27 параметров, во втором – значения изменений этих параметров через 0.1 с с момента отключения одной из линий. Результаты тестирования представлены в табл. 1, из которой видно, что уровень зашумленности оказывает влияние на результат классификации, причем в первом варианте, где входными переменными являются сами параметры, это влияние больше.

В таблице 2 приведены изменения некоторых входных параметров для случая отключения 7-й линии, соединяющей узлы 4 и 5 и результаты тестирования. На значения накладывались шумы величиной 2.5° для фаз напряжения и 2.5% для модулей то-

Таблица 1. Результаты тестирования нейросетевой модели

Входные параметры	Зашумление 0.5%		Зашумление 2.5%	
	количество неверно классифицированных образцов (из 6000)	относительная погрешность, %	количество неверно классифицированных образцов (из 6000)	относительная погрешность, %
Значения фазы напряжения и модуля токов	35	0.58	43	0.72
Изменение фазы напряжения и модуля токов	9	0.15	11	0.18

Таблица 2. Пример данных и результатов тестирования образца с зашумлением в 2.5%

Режим	Угол U_4	Угол U_5	...	Модуль тока I_{2-4}	Модуль тока I_{2-5}	Модуль тока I_{4-5}	...	Решение ИНС
Установившийся режим (действительные значения)	−10.34	−8.81		235.93	175.41	268.67		—
Установившийся режим (с зашумлением)	−10.52	−8.90		238.43	176.78	270.69		—
0.1 с после отключения линии 7 (действительные значения)	−13.84	−6.46		360.55	67.76	0.000		—
0.1 с после отключения линии 7 (значения с зашумлением)	−13.95	−6.48		366.42	68.79	0.36		Отключена 7 линия
Изменение векторной величины (без зашумления)	3.50	−2.36		−124.62	107.65	268.67		—
Изменение векторной величины (с зашумлением)	3.43	−2.43		−127.99	107.99	270.33		Отключена 7 линия

ков. При использовании в качестве входных переменных ИНС как самих измерений, так и их изменений нейронная сеть верно определила отключенную линию.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТКЛЮЧЕНИЯ И ВКЛЮЧЕНИЯ ЛИНИИ

Для моделирования отключения и включения автоматическим повторным включением (АПВ) линии рассчитаны 500 режимов, изменяя нагрузку во всех нагрузочных узлах в диапазоне от 70 до 150% от базового уровня и добавляя к полученным значениям случайной величины, составляющей от 0 до 20% величины базовой нагрузки в узле. Для каждого режима проведены расчеты переходных процессов, связанных с отключением одной из линий и включением ее через три секунды устройством АПВ.

Получено 15000 образцов: 15 аварийных ситуаций для 500 режимов, причем каждая ситуация включает два образца, один из которых связан с отключением линии, другой

Таблица 3. Результаты испытаний нейросетевой модели определения топологии электрической сети при отключении линии и включении ее устройством АПВ для разных вариантов зашумления измерений

Входной параметр	Количество неверно классифицированных из 9000 образцов						Относительная погрешность, %					
	а)	б)	в)	г)	д)	е)	а)	б)	в)	г)	д)	е)
Разность значений фазы напряжения и модуля тока через 0.1 с	0	7	47	53	58	53	0	0.08	0.52	0.59	0.64	0.59

с ее включением после срабатывания АПВ. Из 15000 образцов 6000 использованы для обучения ИНС, а 9000 — для тестирования. При этом входные параметры нейронной сети — изменения фазы напряжения и модулей токов через 0.1 с.

Также рассмотрены разные варианты зашумления изменений векторных измерений: а) фазы напряжения на $\pm 0.5^\circ$ и модуля тока на 0.5%; б) фазы напряжения на $\pm 2.5^\circ$ и модуля тока на 2.5%; в) фазы напряжения на $\pm 5^\circ$ и модуля тока на 5%; г) вариант а) плюс грубая 10%-я ошибка одного случайно выбранного измерения; д) вариант б) плюс грубая 10%-я ошибка одного случайно выбранного измерения; е) вариант в) плюс грубая 10%-я ошибка одного случайно выбранного измерения. Результаты тестирования представлены в табл. 3.

Экспериментальные исследования показали, что изменение топологии сети вследствие отключения или включения линии может быть определено уже в начале переходного процесса с погрешностью не более 0.52%. При наличии грубой (10%) ошибки в измерениях точность метода уменьшается, но при этом находится в допустимых пределах (погрешность не более 1%).

Полученные результаты также показали, что независимо от того, по какой причине происходит изменение топологии (отключение/включение линии), может быть использована одна и та же ИНС, реагирующая на изменения фаз напряжения и модулей тока, полученных от УСВИ.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНС В ИНТЕРВАЛЕ ВРЕМЕНИ С МОМЕНТА КОММУТАЦИИ

С увеличением времени от начала переходного процесса величина изменения фаз напряжения в узлах расстановки УСВИ уменьшается, и при определенном пороговом значении изменения относительная погрешность выходит за пределы допустимой. В связи с этим необходимо определить предельное изменение фаз напряжения для определения возможности применения ИНС, определяющей топологию сети в пределах допустимой погрешности.

Для решения поставленной задачи использованы те же 500 режимов, описанные выше, с той лишь разницей, что в образцы вошли не только моменты отключения и включения линии, но и последующие временные срезы. На рисунке 3 представлены графики фаз напряжения в узлах 2, 4 и 5 при отключении линии 2 и включении ее устройством АПВ. Это ближайшие узлы с УСВИ к месту аварийной ситуации.

Значения измерений, полученные расчетами на ПВК “RastrWin 3”, использовались с добавлением случайным образом шума: изменение фазы напряжения на $\pm 0.5^\circ$ и модуля тока на $\pm 0.5\%$.

Для определения топологии сети с допустимой погрешностью необходимо знать отрезок времени переходного процесса, в течение которого нейронная сеть обеспечивает такую погрешность. Для решения этой задачи проведены расчеты с двумя набо-

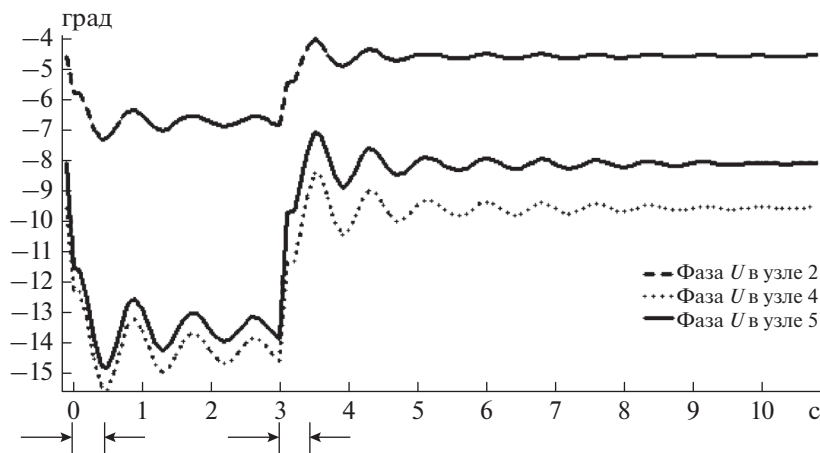


Рис. 3. Графики фаз напряжения в узлах 2, 4, 5 при аварийных ситуациях на линии 2.

рами данных. В первом из них использовались изменения величин измерений для одного временного среза с количеством входных параметров ИНС равным 27. Во втором — изменения величин измерений для двух последовательных временных срезов с количеством параметров равным 54.

Количество образцов для обучения и тестирования ИНС варьировалось в зависимости от варианта расчетов и от количества временных срезов. Результаты приведены в табл. 4.

Для моментов времени, соответствующих отключению линии или ее включению после АПВ, обе ИНС безошибочно определяют топологию сети. В остальных случаях результаты для обоих вариантов достаточно близки, но если учитывать, что приемлемая относительная погрешность в 4.39% у второго варианта соответствует данным с использованием четырех временных срезов при отключении линии и четырех временных срезов при ее включении, а для первого варианта им соответствует погрешность в 15.6%, то можно отдать предпочтение именно второму варианту, при котором используются значения изменения фаз напряжения и модулей токов двух последовательных временных срезов.

В таблице 5 представлено распределение общего количества неверно классифицированных образцов для каждой линии. В столбцах таблицы приведены значения ко-

Таблица 4. Сравнение результатов определения топологии для двух вариантов расчетов

Вариант	Данные (количество временных срезов при отключении и включении линии)	Количество образцов		Количество неверно классифицирован- ных образцов при тестировании	Относительная погрешность, %
		для обучения	для тестирования		
1	1	6000	9000	0	0
	2	12000	18000	432	2.40
	3	18000	27000	1078	3.99
	4	24000	36000	5616	15.60
2	По 2 из 2	6000	9000	0	0
	По 2 из 3	12000	18000	358	1.99
	По 2 из 4	18000	27000	1185	4.39
	По 2 из 5	24000	36000	5914	16.43

Таблица 5. Распределение количества неверно классифицированных образцов при разных аварийных ситуациях для двух вариантов расчетов

Линия	Первый вариант расчета			Второй вариант расчета		
	Количество ошибок/относительная погрешность (%) при использовании данных:					
	2-х временных срезов	3-х временных срезов	4-х временных срезов	3-х временных срезов по 2	4-х временных срезов по 2	5-и временных срезов по 2
1	0/0	5/0.28	6/0.25	0/0	3/0.17	601/25.04
2	1/0.08	0/0	13/0.05	1/0.08	0/0	1/0.04
3	0/0	0/0	95/3.96	0/0	0/0	0/0
4	3/0.25	2/0.11	57/2.38	0/0	0/0	3/0.125
5	3/0.25	2/0.11	353/14.71	0/0	1/0.06	601/25.04
6	2/0.17	4/0.22	303/12.63	0/0	0/0	302/12.58
7	3/0.25	1/0.06	300/12.50	0/0	7/0.39	3 /0.125
11	52/4.33	161/8.94	453/18.88	32/2.67	71/3.94	945/39.37
12	87/7.25	251/13.94	905/37.71	69/5.75	199/11.06	508/21.17
13	4/0.33	16/0.89	343/14.29	10/0.83	12/0.67	630/26.25
16	24/2.00	33/1.83	655/27.29	5/0.42	21/1.17	82/3.42
17	16/1.33	43/2.39	138/5.75	11/0.92	321/17.83	362/15.08
18	49/4.08	67/3.72	675 /28.13	93/8	159/8.83	373/15.54
19	182/15.17	480/26.67	952/39.67	130/10.83	375/20.83	867/36.12
20	6/0.50	13/0.72	368/15.33	4/0.33	16/0.89	636/26.5
Количество тестируемых образцов для одной линии						
	1200	1800	2400	1200	1800	2400

личества ошибок и через знак “/” значения погрешностей относительно количества тестируемых образцов для одной линии, которое дано в последней строке таблицы.

Если сравнивать соответствующие показатели между двумя вариантами расчетов, то опять можно отдать предпочтение второму, особенно для линий 1–7 в случаях использования данных трех и четырех временных срезов. Следует заметить, что большая часть ошибок приходится на 11, 12 и 19-ю линии. Это можно объяснить минимальным изменением фазы напряжения в узлах расстановки УСВИ по концам этих линий.

На основании проведенных исследований можно сказать, что для рассматриваемой тестовой схемы ИНС определяет состояние линий с допустимой относительной погрешностью в 4% для 4 временных срезов, что соответствует 0.3 с с момента отключения линии и 0.3 с с момента ее включения устройством АПВ (интервалы времени отмечены стрелками на рис. 3). Дальнейшее изменение фазы напряжения, близкое к нулю (особенно в узлах расстановки УСВИ 6, 9, 11 и 13), не позволяет идентифицировать отключенную линию с допустимой погрешностью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен метод определения топологии электрической сети на основе ИНС с использованием синхронизированных векторных измерений, работающий в переходном режиме. Он позволяет на основе изменений векторных измерений определять топологию в начале аварийной ситуации, связанной как с отключением линии, так и ее включением устройством АПВ. Независимо от того, по какой причине происходит изменение топологии (отключение/включение линии), может быть использована одна и та же ИНС, реагирующая на изменения фаз напряжения и модулей тока, полученных от УСВИ. Рассмотрено применение ИНС для интервала переходного процесса с момента отключения линии и с момента ее включения.

Область будущих исследований в этом направлении будет заключаться в рассмотрении других методов решения задачи определения топологии в переходном режиме, а также во включении более широкого спектра возможных событий, таких как отключение двух и более линий в энергосистемах большего масштаба.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. U.S.-Canada Power System Outage Task Force: Final Report on the Implementation of the Task Force Recommendations. <http://energy.gov/oe/downloads/blackout-2003-blackout-final-implementation-report>
2. Шумилова Г.П., Готман Н.Э. Сравнительный анализ методов идентификации изменения топологии электрической сети с использованием синхронизированных векторных измерений // Актуальные проблемы, направления и механизмы развития производственных сил Севера-2018: Сборник статей Шестой Всероссийской научно-практической конференции (с международным участием) в 3 ч. Сыктывкар: ООО “Коми республиканская типография”, 2018. Ч. III. С. 134–142.
3. Готман Н.Э., Шумилова Г.П., Старцева Т.Б. Идентификация топологии электрической сети на основе искусственных нейронных сетей с использованием векторных измерений // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Воропай Н.И., Короткевич М.А., Михалевич А.А. Минск: БНТУ, 2015. С. 251–257.
4. Шумилова Г.П., Готман Н.Э., Старцева Т.Б. Определение топологии электрической сети при делении ее на участки с привязкой к устройствам РМУ // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / Отв. ред. Воропай Н.И., Чукреев Ю.Я. Сыктывкар: Издательство ООО “Коми республиканская типография”, 2016. С. 250–255.
5. Готман Н.Э., Шумилова Г.П., Старцева Т.Б. Определение топологии электрической сети с использованием синхронизированных векторных измерений // Актуальные проблемы, направления и механизмы развития производительных сил Севера – 2016: Материалы Пятого Всероссийского научного семинара (21–23 сентября 2016 г., Сыктывкар): в 2 ч. Сыктывкар: ООО “Коми республиканская типография”, 2016. Ч. II. С. 115–123.
6. Хохлов М.В., Голуб И.И. Унифицированный подход к оптимизации размещения РМУ в сети для обеспечения надежности наблюдаемости ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 65. Надежность либерализованных систем энергетики / Отв. ред. Воропай Н.И., Назарычев А.Н. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. С. 591–601.

Application of the Neural Network Method for Power Network Topology Detection in Transient Conditions

N. E. Gotman^{a,*} and G. P. Shumilova^a

^a*The Institute for Socio-Economic & Energy Problems of the North of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences of Federal State Budgetary Institution of Science of Federal Research Center “Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences”, Syktывkar, Russia*

^{*}*e-mail: gotman@energy.komisc.ru*

The problem for detection of changes in a power network topology as a result of an unexpected the line outages is solved. Quickly detection of such changes can lead to taking necessary actions to reduce the risks of cascading failures, that, in turn, can lead to large-scale blackouts. To solve the problem, it is proposed to use an artificial neural network, that input variables are voltage and current phasors obtained from phasor measurement units. To reduce the time for determining a topology change, it is proposed to use the data in a transient state (in contrast to known methods, where the data of a quasi-stable-state following a system disturbance are used). Experimental studies were carried out at IEEE 14-bus test system when the line was disconnected after a short circuit and turned on by an auto-reclosing device. The database to solve this problem was obtained using program-computed complex “RastrWin 3”.

Keywords: power network topology, phasor measurements, artificial neural networks

УДК 338.27:621.311.001.57

МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ДОЛГОСРОЧНОЙ ДИНАМИКИ СПРОСА НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ОБОСНОВАННОСТИ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ТЭК: СОСТАВ ЗАДАЧ, МЕТОДЫ И МОДЕЛИ

© 2021 г. Е. В. Гальперова*

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

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

Поступила в редакцию 03.11.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

В статье описывается методология прогнозных исследований долгосрочной динамики спроса на энергоносители, предназначенная для оценки перспективных вариантов развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Особенность методологии состоит в разбиении прогнозного периода на временные стадии, выявлении на них важных задач и подборе для их решения наиболее подходящих методов. Основным достоинством методологии является соответствие принципу соразмерности сложности и детализации применяемых методов и моделей качеству имеющихся на разных временных стадиях исследования исходных данных и приемлемой точности получаемых результатов. Поскольку для решения каждой задачи подбираются свои методы, то инструментарий строится в виде стенда (набора) разного вида моделей. В зависимости от возникающей проблемы каждая модель может решать как свои специфические задачи, так и использоваться в комбинации с другими.

Ключевые слова: энергоносители, спрос, неопределенность, прогнозирование, моделирование, энергетика

DOI: 10.31857/S0002331021010064

ВВЕДЕНИЕ

Оценка перспективной динамики и структуры спроса на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) остается в ряду важных и актуальных задач, решение которой необходимо для обоснованного принятия стратегических решений в области повышения энергетической и экономической безопасности страны и улучшения качества жизни населения. В настоящее время основные трудности в исследовании перспективного спроса на ТЭР обусловлены растущей неопределенностью параметров внешних и внутренних условий развития энергетики, экономики и общества. Причинами этого роста являются, в том числе: а) неустойчивость экономики России (в первую очередь, из-за ее зависимости от мировых энергетических рынков); б) ослабление роли централизованного энергоснабжения (из-за различий в конъюнктуре на региональных энергетических рынках); в) повышение значимости непроизводственного сектора экономики (сфера услуг и домохозяйства) в формировании спроса на ТЭР (из-за повышения требований к качеству и надежности энергоснабжения); г) ускорение научно-технического прогресса в производстве и потреблении энергии (в т.ч. из-за значительного удешевления разработки и внедрения новых технологий с использованием ВИЭ); д) цифровизация энергетики и экономики (из-за стремительного распространения информационно-коммуникаци-

онных технологий); е) изменение роли и места потребителей в энергетических системах, которые становятся “активными” — способными управлять собственным энергопотреблением, производить, накапливать, поставлять энергию в энергосистему. Эти особенности и новые тенденции еще мало изучены, ряд из них находится лишь на стадии осмысления и не нашли должного отражения в научных исследованиях.

В отечественной и зарубежной практике исследования и долгосрочного прогнозирования потребности в топливе и энергии накоплен и используется большой спектр подходов, методов и моделей. Среди них методы, основанные на знаниях и опыте специалистов, работающих в этой области, методы экстраполяции долгосрочных тенденций энергопотребления во взаимосвязи с основными макроэкономическими показателями развития разных стран, энергетических затрат на компоненты конечного потребления, технологических сдвигов и проч. Зарубежный опыт проанализирован и обобщен в [1, 2], отечественные подходы достаточно полно представлены в [3–5]. Разработанные имитационные, оптимизационные, балансовые и др. модели используются как для решения самостоятельных задач прогноза потребности в ТЭР, так и входят в состав модельных комплексов, предназначенных для определения перспективных направлений развития энергетики [6–9]. В ИСЭМ СО РАН на протяжении многих лет исследуются тенденции и закономерности спроса на ТЭР [10, 11], развиваются, совершенствуются, модернизируются методы, модели и подходы для оценки долгосрочной динамики потребности в энергоносителях [4, 12].

В условиях растущей неопределенности снижается ценность количественных оценок прогноза, как обоснованного предсказания будущего, в виде объемов потребности в разных видах энергоносителей. Актуальным становится исследование изменения во времени важности и силы влияния отдельных факторов (экономических, ресурсных, демографических, технологических и пр.) и их взаимосвязей на перспективную динамику спроса на ТЭР и его структуру. Долгосрочный прогноз следует понимать как изучение, исследование будущего для формирования “поля возможностей” или “конуса неопределенности” при принятых предположениях.

МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ДОЛГОСРОЧНОЙ ДИНАМИКИ СПРОСА НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ

В ИСЭМ СО РАН развивается методический подход к повышению обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК [13]. Его особенность состоит в разбиении процесса прогнозного исследования на три последовательных этапа и несколько временных стадий. Последнее связано с тем, что в условиях роста неопределенности на разных временных периодах прогноза меняется: (1) набор и степень важности решаемых задач, (2) качество исходной информации, (3) ценность результатов для принятия управляющих решений. Оценка перспективной потребности в энергоносителях является одной из немногих задач, которые выделяются на каждой временной стадии исследования (рис. 1).

Методология исследования перспективной потребности в энергоносителях для повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК (табл. 1) основана на базовых принципах упомянутого выше подхода:

- прогнозный период разбивается на временные стадии,
- на каждой временной стадии определяются характерные для нее задачи,
- для решения каждой задачи подбираются наиболее адекватные методы.

Особенность методологии состоит в том, что формирование прогноза осуществляется последовательным итеративным продвижением во времени от дальней перспективы к ближней с одновременным территориальным ходом от уровня страны к субъекту федерации. Важной чертой является возможность и необходимость корректировки дальней перспективы по результатам решения задач ближней и вышестоящего территориального уровня на основе нижестоящего. Неопределенность условий разви-

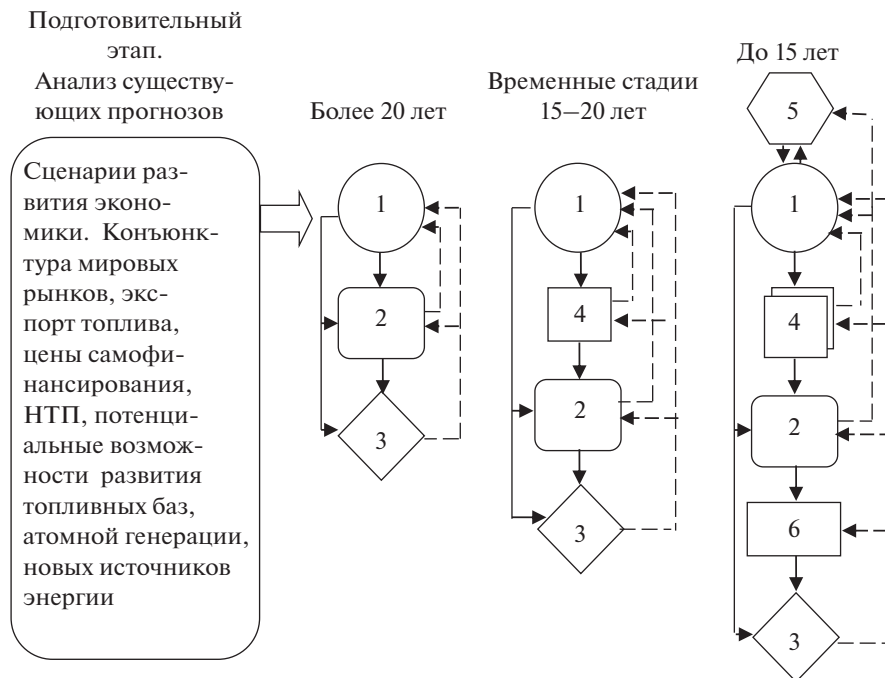


Рис. 1. Состав и взаимосвязи решаемых задач на разных временных стадиях исследования вариантов долгосрочного развития ТЭК. Источник: [13]. 1 — перспективы ТЭК; 2 — исследование конъюнктуры региональных энергетических рынков (спрос и цены); 3 — оценка барьеров и угроз; 4 — развитие отраслей ТЭК; 5 — взаимосвязь с макроэкономикой; 6 — стратегические планы энергетических компаний.

тия экономики и энергетики обуславливает представление используемой исходной информации и результатов прогнозов в виде интервалов их возможных перспективных значений, величина которого уменьшается по мере сокращения горизонта прогноза и территории. Достоинством методологии является соответствие принципу соразмерности сложности применяемых методов и моделей на разных временных стадиях прогноза качеству исходных данных и приемлемой точности результатов для дальнейших исследований. Другими словами, чем более продолжителен горизонт прогноза и крупнее территория, тем проще используемые модели.

Методология представляет собой комплексный, многоэтапный и многоуровневый подход, включающий в себя целый ряд отдельных, но взаимосвязанных исследований и задач. В общем случае предполагается следующая последовательность решения задач во временном и территориальном разрезе.

1. Временная стадия более 20 лет. Основной задачей этой стадии является формирование прогнозной области потребности в энергоносителях в разрезе страны в условиях максимальной неопределенности будущего. Для этого временного периода не существует достоверной информации по развитию экономики, ТЭК и его отраслей. Исследование опирается на изучение и обобщение мнения авторитетных экспертов в области экономических и технологических законов развития, а также анализ существующих долгосрочных глобальных мировых и отечественных тенденций и закономерностей во взаимосвязях энергетики, экономики и энергопотребления.

Формирование прогнозной области на столь далекую перспективу не требует сложных моделей, оно основывается на выявлении, анализе и использовании функцио-

Таблица 1. Основные положения методологии исследования долгосрочной динамики спроса на энергоносители для повышения обоснованности перспектив развития ТЭК. Источник: составлено автором

Временная стадия	Перечень основных задач	Наиболее приемлемые методы	Степень агрегирования в моделях		
			продуктов	объектов	территории
Более 20 лет	— Определение возможного диапазона спроса на основные виды энергоносителей рассматриваемого сценария развития экономики в условиях максимальной неопределенности	Экстраполяция тенденций и закономерностей, межстрановых сравнений и экспертного анализа	Электроэнергия, теплоэнергия, котельно-печное топливо	Производственная и непроизводственная сферы экономики	Страна в целом
15–20 лет	— Оценка влияния отраслевой структуры экономики на спрос на ТЭР — Оценка влияния уровня жизни населения и развития сферы услуг на спрос на ТЭР — Определение региональной структуры спроса на энергоресурсы	Регрессионный анализ, имитационное моделирование, оптимизации	Электроэнергия, теплоэнергия, природный газ, мазут, уголь, прочие виды топлива	Промышленность, транспорт, население, сфера услуг	Укрупненные регионы или федеральные округа
До 15 лет	— Оценка корректирующего влияния спроса и цен на региональных рынках на развитие ТЭК — Выбор вариантов энерго- и топливоснабжения потребителей в регионах — Оценка ценовой эластичности спроса на региональных энергетических рынках — Определение потенциала и эффективности энергосбережения — Влияние новых технологий в производстве и потреблении энергии на спрос на энергоносители — Исследование влияния развития интеллектуальных систем энергетики на спрос и цену электроэнергии в регионе	Регрессионный анализ, оптимизация, Монте-Карло, имитационного, агентного моделирования	Электроэнергия, теплоэнергия, природный газ, мазут, уголь, прочие виды топлива, бензин, дизельное, синтетическое жидкое топливо	Энергоемкие отрасли промышленности, грузовой и пассажирский транспорт, энергетические, коммунальные, сфера услуг	Субъекты федерации, агломерации, поселения

нальной зависимости энергопотребления от изменения основных макроэкономических показателей (численность населения, ВВП и др.). Прогнозную область неопределенности изменения спроса на энергоносители очерчивают траектории, полученные на основе выявленных функциональных зависимостей с максимальными и минимальными коэффициентами взаимосвязи энергопотребления и основных макропоказателей предварительно сформированных сценариев развития экономики страны. Уточнение полученной прогнозной области осуществляется на основе исследования особенностей развития и энергопотребления в производственном и непроизводственном секторе экономики страны. Для исследования разработаны специальные имитационные модели секторов для страны в целом, основанные на использовании долгосрочных мировых тенденций изменения энергоемкости секторов. По результатам уточнения (при необходимости) первоначальная прогнозная область корректируется.

2. Временная стадия 15–20 лет. Решение задач этой временной перспективы способствует дальнейшему сужению прогнозной области. Для оценки влияния отраслевой структуры экономики на спрос на ТЭР производственный сектор рассматривается в отраслевом разрезе. Определяются возможные объемы производства продукции отраслей и перспективное изменение их энергоемкости. Для определения объемов валовой продукции отраслей используется межотраслевая имитационная модель, которая позволяет трансформировать макроэкономические показатели сформированных сценариев развития экономики в соответствующую им динамику отдельных отраслей промышленности, строительства, транспорта, сельского хозяйства. Энергоемкость каждой отрасли определяется отдельно с учетом энергоемкости существующих и новых мощностей. Для этого анализируется и обобщается мировой передовой опыт в области энергосбережения, энергоэффективности производственных процессов, применения новых технологических решений и технологий, а также технические и экономические предпосылки модернизации существующего оборудования и масштабы внедрения нового.

Оценка влияния уровня жизни населения и развития сферы услуг на объемы и структуру потребности в ТЭР осуществляется с использованием имитационной модели. Исходной информацией является соответствующая принятым сценариям экономики динамика численности населения, обеспеченности населения площадью жилых и общественных зданий и расхода энергии на один квадратный метр. Для определения последнего разработана специальная модель, в которой отражаются здания по году постройки, типу назначения, материалам стен, а также удельные нормы теплопотерь через ограждающие конструкции зданий, степень насыщенности населения и сферы услуг разными видами электроприборов, удельные расходы энергии на их функционирование и др. Важным отражением уровня жизни населения и развития сферы услуг является величина душевого энерго- и электропотребления. Этот показатель может использоваться для верификации полученных прогнозов на основе сравнения тенденций изменения душевого энергопотребления в непроизводственной сфере в нашей стране и в развитых странах мира.

Суммарный результат оценки потребности в ТЭР производственной и непроизводственной сферы сравнивается с прогнозной областью, последняя при необходимости корректируется.

Для исследования влияния территориальной структуры на величину прогнозной области используется имитационная модель, основанная на предположении о существовании одинаковых тенденций изменения энергоемкости ВВП (ВРП) и душевого энергопотребления в стране и регионах [14]. Разнесение прогноза по территории в производственной сфере осуществляется пропорционально предполагаемому изменению доли ВРП региона в ВВП страны, а в непроизводственной сфере — пропорционально изменению в численности населения. Полученные результаты анализируются, корректируются с учетом региональных особенностей, способных изменить общую тенденцию (динамика развития наиболее энергоемких производств в регионе, особенности регионального

развития непроеизводственной сферы, транспорта и др.). Региональные особенности могут потребовать внесения поправок в прогноз на уровне страны.

3. Временная стадия до 15 лет. Задачи этого временного периода уточняют значения региональной потребности в ТЭР. Среди задач этой стадии: оценка влияния стоимости энергоносителей, масштабов энергосбережения и внедрения новых технологий на уровни и структуру потребности в энергоносителях, выбор вариантов энерго- и топливоснабжения потребителей в регионах и др.

Выбор вариантов энерго- топливо снабжения потребителей в регионе основывается на имитации поведения поставщиков (энергопроизводящие компании) и потребителей ТЭР (электростанции, котельные, промышленность, транспорт, домохозяйства и т.д.) в зависимости от технологической, социальной, ценовой, экономической политики в регионе и возможных ограничений на поставки энергоносителей. Результатом являются объемы использования конкурирующих видов энергоресурсов рассматриваемой группой потребителей при разных условиях энергоснабжения в регионе с учетом новых технологий, энергосберегающих мероприятий, стоимости ТЭР и т.д. Обобщение результатов дает возможность рассчитать суммарный объем потребления разных видов энергоносителей и оценить региональную перспективную ценовую эластичность спроса на отдельные виды ТЭР по основным группам потребителей и региону в целом [15].

К числу задач, решаемых на региональном уровне, принадлежат оценка надежности энергоснабжения территорий, возможности и масштабов развития распределенной генерации, влияния развития интеллектуальных систем. В первую очередь речь идет о появлении так называемых “активных” потребителей. Разработанный подход к оценке влияния поведения потребителей на спрос в региональной энергосистеме позволяет оценить максимально возможное снижение объемов использования электроэнергии в централизованной энергосистеме в ответ на изменение ее стоимости на основе оптимизации потребления активными потребителями (см. подробнее [16, 17]).

Решение каждой задачи этой временной стадии может вызвать необходимость корректировки как территориальной динамики потребности в ТЭР, так и по стране в целом. Значительное отклонение полученных значений от первоначально сформированной прогнозной области предполагает новую последовательность расчетов.

ИНСТРУМЕНТАРИЙ

Специфика разработанной методологии в виде последовательных исследований проблем на разных иерархических уровнях и решения отдельных задач различной степени сложности предполагает использование разных методов и моделей. Они выбираются из существующего в ИСЭМ СО РАН модельного стенда (набора) [18]. Он формировался на протяжении многих лет и включает: регрессионные, имитационные, балансовые, оптимизационные модели.

Для возникающих актуальных задач разрабатываются новые модели. Для выбора вариантов энерго- топливо снабжения потребителей в регионе и оценке ценовой эластичности на одной методической основе сформировано семейство моделей энергоснабжения крупных групп потребителей для отдельных регионов. Особенностью моделей является совместное использование метода оптимизации (для выбора рациональной структуры энергоснабжения потребителей) и метода Монте-Карло (для учета неопределенности будущих условий) с возможностью задания разного распределения вероятности (равномерное, нормальное, логнормальное, показательное и т.д.) в интервалах перспективных значений исходных данных [19]. Для оценки влияния поведения потребителей на спрос в региональной энергосистеме разработана многоагентная модель, в которой каждый потребитель представляет собой отдельного агента с описанием возможных сценариев его поведения для достижения собственных интересов [20].

Поскольку модели жестко не связаны между собой автоматизированными процедурами, то, в зависимости от исследуемой проблемы, каждая модель может решать как

свои специфические задачи, так и использоваться в разной комбинации с другими моделями. В этом случае результаты решения одной модели после обработки и анализа могут являться исходной информацией для других моделей. На каждой временной стадии для решения определенных задач из имеющегося банка выбирается свой набор моделей с разной степенью агрегирования факторов, взаимосвязей и территории. Это позволяет уменьшить используемый объем исходной информации, снизить затраты времени на поиск решения и привести в соответствие требуемую точность результатов с точностью используемых исходных данных.

Следует отметить, что в отечественной и зарубежной практике прогнозирования энергопотребления в большинстве случаев одни и те же методы и модели с одинаковой степенью детализации продуктов, объектов и связей используют для прогнозов как на перспективу 10–15, так и на 20 и более лет. При этом очевидно, что достоверность и состав имеющейся информации, а также требования к качеству прогнозов значительно отличаются для разных временных периодов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование долгосрочной динамики потребности в энергоносителях является необходимым и первоочередным этапом разработки политики, стратегии, программ и планов развития энергетики и экономики страны и регионов. Несмотря на наличие значительного количества разработанных подходов, объективная неоднозначность и изменчивость факторов, влияющих на масштабы и структуру спроса на ТЭР, заставляет постоянно совершенствовать методы его оценки. Отличительной чертой представленной методологии является итерационный характер корректировки результатов решения во временном и территориальном разрезе. Особенность методологии состоит в соответствии принципу соразмерности сложности и детализации применяемых методов и моделей на разных временных стадиях исследования качеству имеющихся исходных данных и точности получаемых результатов. Выделение и решение отдельных важных задач на разных временных стадиях исследования позволит улучшить качество прогнозов спроса на энергоносители, тем самым повысить обоснованность перспективных вариантов развития ТЭК и стратегических решений в области энергетической и экономической безопасности страны и регионов.

Статья включает результаты исследований, полученных при финансировании научного проекта 17.5.2 (рег. № АААА-А17-117030310452-7) фундаментальных исследований СО РАН, отдельные результаты получены при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-010-00204.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Bhattacharyya, Subhes C., Timilsina, Govinda R.* Energy Demand Models for Policy Formulation: A Comparative Study of Energy Demand Models (March 1, 2009). World Bank Policy Research Working Paper No. 4866, Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=1368072>
2. *Suganthi L., Anand A. Samuel.* Energy models for demand forecasting – A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2012. V. 16. P. 1223–1240.
3. Системные исследования проблем энергетики / Л.С. Беляев, Б.Г. Санеев, С.П. Филиппов и др., Под. ред. Воропая Н.И. Новосибирск: Наука. Сибирская фирма РАН, 2000.
4. Методы и модели прогнозных взаимосвязей энергетики и экономики / Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов и др. Новосибирск: Наука, 2009.
5. Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. Макарова А.А. и Воропая Н.И. М.: ИНЭИ РАН, 2018.
6. *Макаров А.А.* Модельно-информационная система для исследования перспектив энергетического комплекса России (SCANER). Управление развитием крупномасштабных систем. М.: Физматлит, 2012.
7. Long range Energy Alternatives Planning (LEAP) System. [Электронный ресурс] Доступ: [https://openei.org/wiki/Long_range_Energy_Alternatives_Planning_\(LEAP\)_System](https://openei.org/wiki/Long_range_Energy_Alternatives_Planning_(LEAP)_System) (дата обращения: 3.03.2020).

8. POLES: Prospective Outlook on Long-term Energy Systems. [Электронный ресурс] Доступ: <https://www.enerdata.net/solutions/poles-model.html>. (дата обращения: 3.03.2020).
9. The National Energy Modeling System: An Overview 2018. U.S. Energy Information Administration. Washington, DC 20585. 75 p. [Электронный ресурс] Доступ: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/overview/pdf/0581\(2018\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/overview/pdf/0581(2018).pdf) (дата обращения: 03.02.2020).
10. Гальперова Е.В., Мазурова О.В. Долгосрочные тенденции электропотребления в экономике и ее основных секторах в России и мире // Энергетическая политика. 2014. № 1. С. 39–49.
11. Мазурова О.В., Гальперова Е.В. Долгосрочные тенденции энергопотребления в основных секторах экономики // Энергия: экономика, техника, экология. 2018. № 11. С. 22–28. <https://doi.org/10.31857/S023336190003069-1>
12. Гальперова Е.В. Методический подход к долгосрочному прогнозированию рыночного спроса на топливо и энергию с учетом региональных особенностей и роста неопределенности // Изв. РАН. Энергетика. 2016. № 5. С. 33–44.
13. Кононов Ю.Д. Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК. Новосибирск: Наука, 2015.
14. Гальперова Е.В. Особенности прогнозирования энергопотребления на региональном уровне // Изв. РАН. Энергетика. 2004. № 4. С. 61–66.
15. Мазурова О.В., Гальперова Е.В. Учет неопределенности экономических параметров при оценке рыночного спроса на энергоресурсы в регионе // Экономика региона. 2017. Т. 13. № 2. С. 465–476.
16. Гальперова Е.В., Гальперов В.И., Локтионов В.И., Макагонова Н.Н. Применение интеллектуальных методов для моделирования влияния новых факторов в развитии энергетики на спрос на электроэнергию // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2019. № 1(13). С. 16–29. <https://doi.org/10.25729/2413-0133-2019-1-02>
17. Гальперова Е.В., Гальперов В.И. Методический подход к исследованию влияния развития интеллектуальных систем энергетики на спрос и цену электроэнергии в регионе // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2020. № 1(17). С. 55–67. <https://doi.org/10.38028/ESI.2020.17.1.004>
18. Гальперова Е.В. Использование стелла моделей для долгосрочного прогнозирования рыночного спроса на энергоносители // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2016. № 4–2. С. 17–27.
19. Кононов Ю.Д., Тыртышный В.Н., Кононов Д.Ю. Использование стохастического моделирования при выборе вариантов энергоснабжения регионов с учетом инвестиционных рисков // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2018. № 2(10). С. 80–87. <https://doi.org/10.25729/2413-0133-2018-2-08>
20. Гальперова Е.В., Гальперов В.И. Моделирование поведения активного потребителя на основе агентного подхода // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2017. №4(8). С. 28–38.

**Methodology for Studying the Long-Term Dynamics of Demand for Energy Carriers
with a View to Improving the Validity of Energy Sector Development Prospects:
the Set of Tasks, Methods, and Models**

E. V. Galperova*

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

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

The paper details the methodology that backs up projection studies dealing with long-term dynamics of demand for energy carriers as designed to assess prospective options for the development of the energy sector. The methodology is unique in that it breaks down the projection time frame into segments, identifies priority tasks specific to each of them, and matches such tasks to the methods deemed most appropriate for solving them. The main advantage of the methodology is its compliance with the principle of matching complexity and detail of adopted methods and models to the quality of input data available at different projection time frame segments and acceptable accuracy of the results thus obtained. Since each task has its own methods tailored to it, the toolkit is built as a array (set) of different types of models. Depending on the problem, each model is capable of both solving its specific task and being employed in combination with others.

Keywords: energy resources, demand, uncertainty, forecasting, modeling, energy

УДК 621.311

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАРТОВЫХ АЛГОРИТМОВ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ МЕТОДОМ НЬЮТОНА

© 2021 г. Б. И. Аюев¹, В. В. Давыдов^{2,3,*}, П. М. Ерохин^{1,4},
В. Г. Неуймин⁵, М. В. Хохлов⁶

¹АО “Системный оператор единой энергетической системы”, Москва, Россия

²Филиал АО “СО ЕЭС” ОДУ Сибири, Кемерово, Россия

³ФГБОУ ВО “Восточно-Сибирский государственный университет технологий и управления”,
Улан-Удэ, Россия

⁴ФГАОУ ВО “Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина”, Екатеринбург, Россия

⁵АО “Научно-технический центр Единой энергетической системы. Противоаварийное управление”,
Санкт-Петербург, Россия

⁶Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Федерального
исследовательского центра “Коми научный центр Уральского отделения
Российской академии наук”, Сыктывкар, Россия

*e-mail: davv@bur.so-ups.ru

Поступила в редакцию 29.10.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Рассмотрены и исследованы существующие стартовые алгоритмы оценки начального приближения переменных для решения уравнений установившихся режимов (УР) электрических систем (ЭС) методом Ньютона. Представленные результаты вычислительных экспериментов применения стартовых алгоритмов для зарубежных и российских ЭС подтверждают, что, хотя стартовые алгоритмы в ряде случаев повышают надежность и уменьшают требуемое количество итераций метода Ньютона, ни один из существующих алгоритмов не гарантирует расчет УР методом Ньютона. Показано, что метод Ньютона является надежным методом расчета УР ЭС, если начальное приближение переменных отвечает параметрам статически устойчивого режима, и расходится в противном случае. Существующие стартовые алгоритмы не гарантируют получения такого начального приближения переменных. В работе предложено в качестве стартовых алгоритмов оценки начального приближения переменных использовать решение системы линейных уравнений узловых напряжений без нагрузки или с нагрузкой в форме токов или шунтовых проводимостей. Вычислительные эксперименты показали, что предложенные стартовые алгоритмы позволили обеспечить расчет УР методом Ньютона всех протестированных ЭС, а также сократить число итераций.

Ключевые слова: ведущий элемент, матрица Якоби, метод Ньютона, расчет режима, статическая устойчивость, сходимости, установившийся режим, электрическая система

DOI: 10.31857/S0002331021010039

ВВЕДЕНИЕ

Расчеты установившихся режимов (УР) используются практически во всех областях современной теории режимов электрических систем (ЭС) и диспетчерского управления, будь то статическая или динамическая устойчивость, переходные процессы, оце-

нивание состояния, оптимизация режимов или рынок электроэнергии, т.е. везде, где требуется учет и анализ режимных параметров ЭС. К настоящему времени развитие теории и практики привели к тому, что в основе всех вычислительно эффективных алгоритмов расчета УР, в том числе реализованных в промышленных (коммерческих) программах, используется метод Ньютона [1]–[2]. Метод Ньютона является относительно надежным даже при расчете “тяжелых” режимов ЭС, обладает квадратичной скоростью сходимости вблизи решения и обеспечивает расчет УР обычно за 3–6 итераций. Однако существенным его недостатком является требование достаточно хорошего начального приближения переменных для обеспечения сходимости итерационного процесса к решению. Практика расчетов и управления режимами ЭС показала, что вариации напряжения узлов ЭС относительно номинальных значений как правило не превышают нескольких процентов, а углы по линиям в обычных режимах довольно малы [3]. В случае отсутствия более точной оценки в качестве начального приближения напряжений узлов задаются номинальные значения, а фазовые углы узлов принимаются равными величине фазового угла базисного узла – так называемый “гладкий” (“плоский”) старт. Гладкий старт не всегда дает возможность получить решение, поэтому для оценки начального приближения были предложены так называемые “стартовые” алгоритмы [3]–[4]. В зависимости от ЭС “стартовые” алгоритмы не всегда помогают рассчитать УР, наоборот иногда инициируют расхождение итерационного процесса метода Ньютона, поэтому предпринимаются попытки разработки более надежных, но и более сложных и трудоемких методов расчета УР. Этому способствует тот факт, что быстродействие и объем требуемой памяти в большинстве ситуаций перестают быть критическими факторами, поскольку нивелируются современными возможностями компьютерной техники [5]. Определяющим показателем выступает надежность метода.

Целью статьи является исследование и разработка стартовых алгоритмов, повышающих надежность расчета УР методом Ньютона. В работе в качестве вычислительной модели метода Ньютона используется наиболее распространенная форма записи уравнений УР – в полярных координатах напряжения, которая позволяет эффективно учитывать особенности моделирования генераторных узлов. В секции II рассматриваются существующие алгоритмы оценки начального приближения переменных. В секции III представлены результаты вычислительных экспериментов по их применению в расчетах УР методом Ньютона. Анализ результатов и исследование условий сходимости метода Ньютона, приведенные в секции IV, позволили предложить и разработать в секции V стартовые алгоритмы, существенно повышающие надежность расчета УР методом Ньютона. Заключение представлено в секции VI. Для упрощения записи математических соотношений при представлении используется система относительных единиц.

СТАРТОВЫЕ АЛГОРИТМЫ

Важность оценки начального приближения переменных при расчете УР методом Ньютона была отмечена уже в работе [6], в которой впервые был представлен алгоритм расчета режима, а именно, решения уравнений УР (УУР) в форме баланса мощностей в полярной системе координат

$$\Delta P(P, \delta, V) = 0; \quad \Delta Q(Q, \delta, V) = 0, \quad (1)$$

где P , Q , V , δ – соответственно векторы активной и реактивной мощности, модуля и фазового угла напряжения в узлах, методом Ньютона с развитой технологией решения разреженной системы линеаризованных уравнений

$$\begin{bmatrix} \partial \Delta P / \partial \delta & \partial \Delta P / \partial V \\ \partial \Delta Q / \partial \delta & \partial \Delta Q / \partial V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2)$$

методом исключения Гаусса. Для оценки начального приближения переменных с целью повышения надежности алгоритма выполнялась одна итерация метода “последовательных смещений” (*method of successive displacements*) [7, 8]. Метод последовательных смещений для расчета УР является разновидностью нелинейного метода Зейделя и использует уравнение узловых напряжений (УУН) $I_k = \sum_m Y_{km} U_m$, где I_k , U_k — комплекс тока и напряжения в узле k ; Y_{km} — элемент матрицы узловых проводимостей, следующим образом. Очевидно в точке решения УУР величина тока для PQ -узлов должна отвечать выражению $P_k + jQ_k = U_k I_k^*$. В итерационной схеме [8] корректировка напряжения выполняется последовательно по узлам, используя ранее полученные значения комплекса напряжения смежных узлов и соотношение

$$P_k + jQ_k = (U_k + \Delta U_k)(I_k + Y_{kk}\Delta U_k)^*, \quad (3)$$

причем при нахождении поправки членами второго порядка пренебрегают. Фактически это соответствует решению системы линейаризованных уравнений потокораспределения в прямоугольных координатах

$$\begin{bmatrix} \partial \Delta P_k / \partial U_k' & \partial \Delta P_k / \partial U_k'' \\ \partial \Delta Q_k / \partial U_k' & \partial \Delta Q_k / \partial U_k'' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta U_k' \\ \Delta U_k'' \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Аналогичный подход реализуется для PV -узлов, только вместо линейаризованного уравнения баланса реактивной мощности в (4) используется линейаризованное уравнение невязки квадрата модуля напряжения $\Delta E_k = V_k^{\text{зад}2} - (U_k'^2 + U_k''^2) = 0$.

Согласно [1] начальное приближение переменных можно также оценить 1–2 итерациями метода Зейделя [9], в котором комплексы напряжения на итерации вычисляются последовательно по узлам, используя УУН в следующем виде:

$$U_k^i = \frac{\frac{P_k - jQ_k}{U_k^{i-1*}} - \sum_{\forall m < k} Y_{km} U_m^i - \sum_{\forall m > k} Y_{km} U_m^{i-1}}{Y_{kk}}, \quad (5)$$

где i — номер итерации или в альтернативной форме [2]

$$\begin{aligned} U_k^i &= U_k^{i-1} + \Delta U_k^i; \\ \Delta U_k^i &= \frac{\Delta I_k^i}{Y_{kk}} = \frac{\Delta P_k^i - j\Delta Q_k^i}{U_k^{*i-1} Y_{kk}}. \end{aligned} \quad (6)$$

PV -узлы являются балансирующими по реактивной мощности, поэтому для них небаланс реактивной мощности обнуляют, т.е. принимают $\Delta Q_k^i = 0$, а затем, используя (6), находят

$$U_k^i = V_k^{\text{зад}} \frac{U_k^{i-1} + \Delta U_k^i}{|U_k^{i-1} + \Delta U_k^i|}. \quad (7)$$

Сравнение (6) с (3) показывает, что метод Зейделя (5)–(6) отличается от (4) только слагаемым $\Delta U_k I_k^*$ в (3). Скорость сходимости метода Зейделя существенно зависит от порядка нумерации узлов, наиболее эффективно нумеровать узлы, начиная от балансирующего. Выражения, аналогичные (5)–(7), реализуются также в методе Якоби (простой итерации), только в правой части (5) используются напряжения узлов, найденные на предыдущей итерации.

В [3] предложено для оценки начального приближения углов использовать так называемую модель постоянного тока

$$[H]\delta = P, \quad (8)$$

где H – матрица, получаемая при предположениях малости фазовых углов и единичных модулей напряжения в о.е. во всех узлах, пренебрежении шунтовыми элементами и активными сопротивлениями ветвей, отсутствия ненулевых коэффициентов трансформации, а оценку модулей напряжения находить решением системы линейаризованных уравнений баланса реактивных токов

$$[\partial \Delta I / \partial V] \Delta V = -\Delta I, \quad (9)$$

сформированной с учетом оценки углов (8). При этом утверждается, что (9) дает лучшее начальное приближение, чем система линейаризованных уравнений баланса реактивных мощностей

$$[\partial \Delta Q / \partial V] \Delta V = -\Delta Q. \quad (10)$$

Дальнейшим развитием такого подхода явилась разработка разделенного, а впоследствии быстрого разделенного метода расчета потокораспределения (*fast decoupled load flow, FDLF*), который, согласно [10], “...в отличие от метода Ньютона не терпит неудачу ни на какой решаемой задаче”, и даже “...одна итерация в большинстве случаев дает адекватную оценку...” параметров режима. Это приводит к идее использования итерации быстрого разделенного метода для оценки начального приближения в методе Ньютона. С точки зрения современной терминологии, в [10] предложена так называемая XB модификация, в которой матрица для определения фазовых углов формируется только из индуктивных сопротивлений элементов сети, а другая матрица соответствует мнимой части подматрицы узловых проводимостей PQ -узлов. Исследования [11]–[12] показали, что в случае наличия ветвей с заметным отношением активного сопротивления к реактивному (r/x) более надежной является BX модификация. YU модификация быстрого разделенного метода, в котором матрицы формируются из полных проводимостей элементов сети, предложена в [13], где отмечается достаточно высокая надежность сходимости итерационной процедуры.

В [4] предложен стартовый алгоритм, в котором для ослабления влияния изменения фазовых углов на модули напряжения и наоборот используются модифицированные системы нелинейных уравнений:

$$f_{\delta k}(\delta) = \Delta P_k \cos \Phi_k + \Delta Q_k \sin \Phi_k, \quad (11)$$

$$f_{V k}(V) = \Delta Q_k \cos \Theta_k + \Delta P_k \sin \Theta_k, \quad (12)$$

причем Φ_k подбирается таким образом, чтобы минимизировать норму матрицы чувствительности $\|\partial \delta / \partial V\|$, элементы которой определяются выражением $\partial \delta_k / \partial V_m = -\frac{\partial f_{\delta k} / \partial V_m}{\partial f_{\delta k} / \partial \delta_k}$.

Аналогичные требования минимизации нормы матрицы чувствительности $\|\partial V / \partial \delta\|$ предъявляются для Θ_k при использовании (12). Разработчикам удалось получить аналитическое решение $\Phi_k = \arctg(G_{kk}/B_{kk})$, $\Theta_k = -\arctg(G_{kk}/B_{kk})$ только для гладкого старта при отсутствии шунтов и незначительной неоднородности сети.

ТЕСТИРОВАНИЕ СТАРТОВЫХ АЛГОРИТМОВ

Результаты вычислительных экспериментов по расчету УР ЭС методом Ньютона с использованием описанных стартовых алгоритмов, реализованных на C++ в научно-исследовательском программном комплексе [18], представлены на рис. 1, где ячейка белого цвета отвечает успешному, а темного – неуспешному расчету режима. В каче-

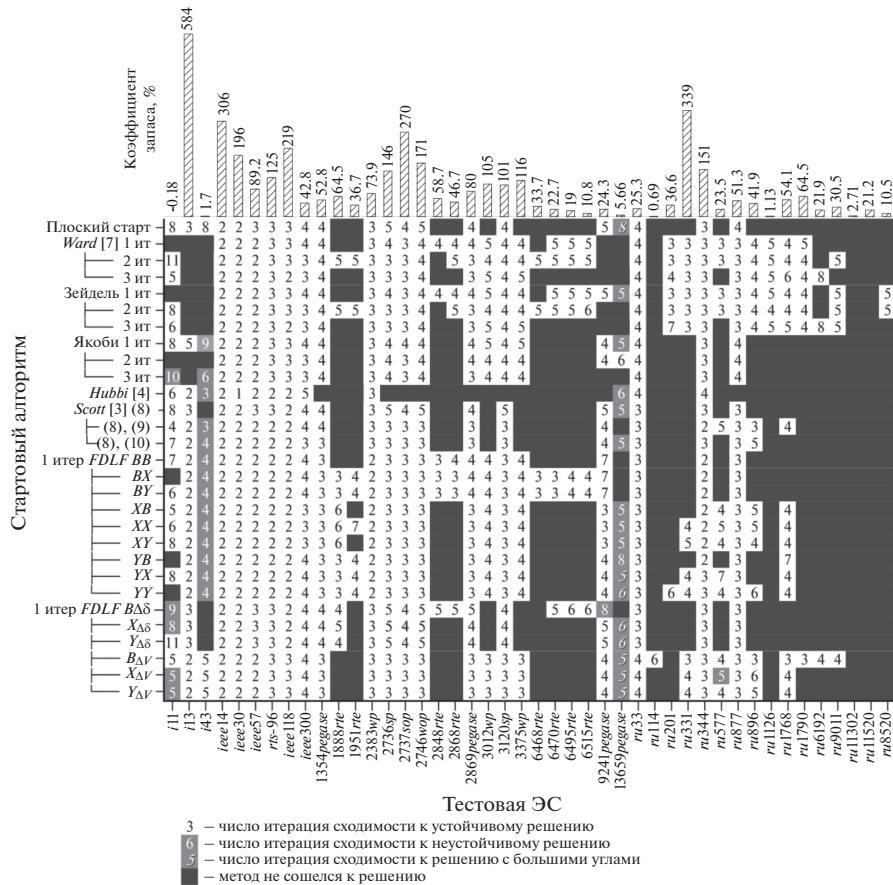


Рис. 1. Тестирование стартовых алгоритмов.

стве вычислительной модели для метода Ньютона использовались УУР в форме баланса мощностей в полярной системе координат. Ограничения по реактивной мощности генераторов не учитывались, поскольку, если расчет режима расходится без учета ограничений, он тем более не сходится при их учете. Ячейки рис. 1 содержат количество итераций, требуемых методом Ньютона для расчета УР с максимальным небалансом мощности в узлах не более 0.1 МВт/МВар с начальных приближений, полученных стартовыми алгоритмами. Светлая цифра на затемненном фоне указывает, что решением получен статически неустойчивый УР (“второе, низкое” решение), наклонный шрифт показывает, что в точке полученного решения в ряде узлов углы оказались больше 360° .

Тестирование проводилась на 44 ЭС. Число в их обозначении на рис. 1 показывает количество узлов в ЭС, за исключением 73-узловой *rts-96*. Префикс “i” в обозначении (*i11* ... *i44*) указывает на так называемые “плохо обусловленные” системы [14], довольно часто используемые зарубежными исследователями для демонстрации надежности предлагаемых методов. Схемы с префиксом “ieee” (*ieee14*... *ieee300*), а также *rts-96* — это стандартные IEEE тестовые ЭС [15]. Схемы без префикса (*1354pegase* ... *13659pegase*) — это ЭС из библиотеки свободно распространяемого программного комплекса *Matpower* 6.0b1 в редакции 01.06.2016 [16]. Схемы с префиксом “ru” (*ru33* ...

ru18520) — это схемы ЭС, ОЭС и ЕЭС России. Схема ru33 [17] в 70–80-х годах прошлого века использовалась ЦДУ ЕЭС СССР в качестве тестовой. Гистограмма сверху рис. 1 показывает коэффициенты запаса статической устойчивости УР в % для каждой ЭС, рассчитанные методом нелинейного программирования поиска предельного режима ЭС [18]–[19] в заданном направлении утяжеления — увеличения нагрузки и генерации во всех узлах прямо пропорционально исходным значениям мощностей узлов.

На рисунке 1 в условных обозначениях протестированных стартовых алгоритмов цифра перед “ит” указывает на количество выполненных итераций, а число в круглых скобках — на используемые расчетные формулы. Двухсимвольное обозначение в алгоритмах *FDLF* соответствует используемой модификации быстрого разделенного метода (одна полная итерация), в то время как трехсимвольное обозначение отражает тип полуитерации.

Анализ представленных результатов тестирования показывает, что стартовые алгоритмы могут как улучшить надежность и сходимость метода Ньютона, так и привести к обратному эффекту. Ни один стартовый алгоритм не обеспечил расчет УР методом Ньютона всех представленных ЭС. Для зарубежных тестовых ЭС наиболее подходящими показали себя *BX* и *BY* модификации быстрого разделенного метода, а также выполнение одной или двух итераций метода последовательных смещений (*Ward*) или метода Зейделя, хотя в работе [3] утверждается, что использование одной итерации метода Зейделя при расчете хорошо обусловленных систем улучшает сходимость метода Ньютона незначительно, а в сложных случаях немедленно инициирует его расходимость. Для российских ЭС наиболее подходящим оказалось применение одной, двух или трех итераций метода последовательных смещений или метода Зейделя. Интересно отметить, что результаты применения метода последовательных смещений и метода Зейделя почти полностью идентичны как для зарубежных, так и для российских ЭС. При этом, если для одной ЭС требуется только одна итерация, а при двух или трех итерациях метод Ньютона расходится, расчет другой ЭС требует именно две итерации, следующей — только три итерации, и т.д. Практика расчетов УР ЭС показывает [1], что в большинстве случаев метод Зейделя не сходится при наличии в сети отрицательных сопротивлений. В программном комплексе *RastrWin* [20] оценка начального приближения методом Зейделя реализуется с временной заменой отрицательных сопротивлений малыми положительными величинами ($\approx 10^{-3}$ о.е.), представлением нагрузки шунтом и использованием нумерации узлов от балансирующего. Из опыта эксплуатации *RastrWin* выявлено два основных класса ЭС. В первом из них достаточны 2–4 такие итерации метода Зейделя, при этом дальнейшее увеличение числа итераций приводит к ухудшению сходимости или расходимости метода Ньютона. Для второго класса ЭС все наоборот — прекрасная сходимость метода Ньютона обеспечивается после 14–16 итераций метода Зейделя, а уменьшение числа итераций Зейделя приводит к потере сходимости метода Ньютона.

Таким образом, к настоящему времени не существует стартового алгоритма, гарантирующего расчет УР методом Ньютона. Конечно, для конкретной ЭС можно подобрать адекватный стартовый алгоритм, или “подкорректировать” схему замещения. В крайнем случае опытный расчетчик всегда может рассчитать режим, временно назначая несколько балансирующих узлов, переводя некоторые *PQ* в *PV*-узлы, представляя нагрузки шунтами и т.д. [3], поэтому неудивительно, что постоянно появляются публикации, предлагающие более “надежные”, по мнению разработчиков, методы, чем метод Ньютона.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ СХОДИМОСТИ МЕТОДА НЬЮТОНА

Из анализа существующей литературы, затрагивающей применение стартовых алгоритмов, складывается впечатление, что предложенные стартовые алгоритмы явля-

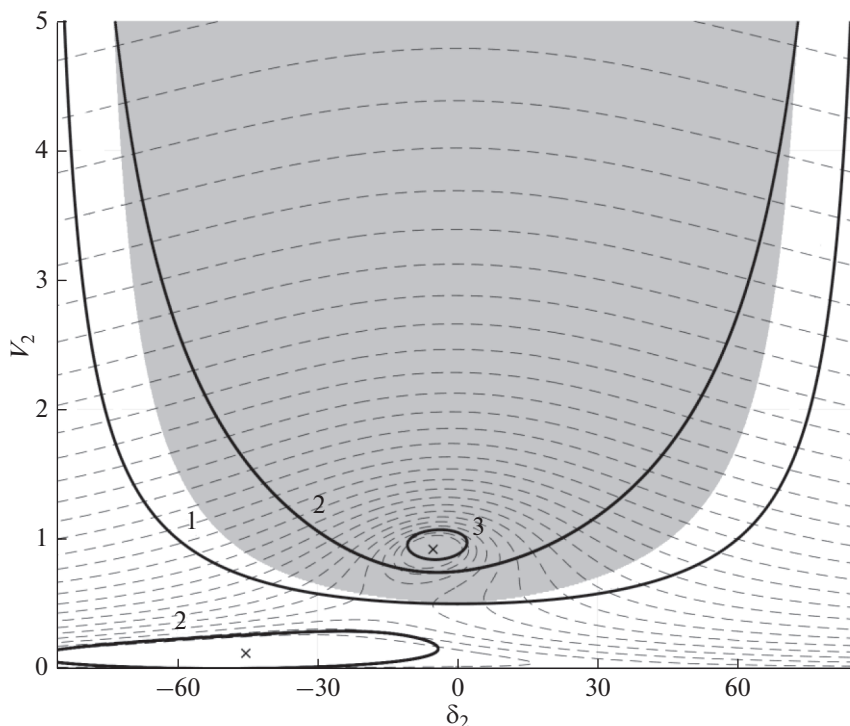


Рис. 2. Область сходимости к решению $V_2 = 0.9209$, $\delta_2 = -5.233^\circ$.

ются результатами расчетной практики разработчиков, дополненные простыми и поэтому кажущимися верными предположениями. Но что означает хорошее начальное приближение переменных? Очевидно, когда метод Ньютона сходится к желаемому решению, т.е. когда начальное приближение находится в области сходимости метода Ньютона к этому решению.

В качестве примера на рис. 2 представлена область сходимости метода Ньютона к решению двухузловой ЭС [21] с параметрами в о.е.: $V_1 = 1$, $P_2 + jQ_2 = 0.9 + j0.6$, $Z_{12} = 0.01 + j0.1$. Область сходимости получена многократными расчетами режима со всевозможных начальных значений переменных; крестиками отмечены два возможных решения для исходных данных. Кривая 1 идентифицирует точки вырожденности матрицы Якоби УУР, штриховые линии визуализируют линии равного уровня функции суммы квадратов небалансов мощности узла 2, в то время как линии 2 ограничивают области, в которых гессиан этой функции положительно определен. Как видно, метод Ньютона сходится к статически устойчивому режиму из любой точки, лежащей в области, где функция суммы квадратов небалансов мощности является выпуклой или слабо невыпуклой в ближайшей ее окрестности. Применение различных обобщений метода Ньютона [22, 23], корректирующих величину шага и при необходимости направление, позволяет расширить область его сходимости вплоть до линии 1 вырожденности матрицы Якоби.

В случае “реальных” ЭС геометрия области сходимости намного сложнее, а ее визуализация невозможна, но имеется ряд теорем о методе Ньютона. Согласно теореме Л.В. Канторовича [24] последовательность приближения процесса Ньютона схо-

дится к решению системы нелинейных уравнений $\Delta F(X) = 0$, если в точке начального приближения X_0 выполняются условия $h_0 = B_0 \eta_0 K \leq 1/2$, $\|[\partial \Delta F(X_0)/\partial X]^{-1}\| \leq B_0$, $\|[\partial \Delta F(X_0)/\partial X]^{-1} \Delta F(X_0)\| \leq \eta_0$ и $\|\partial^2 \Delta F(X)/\partial X^2\| \leq K$ для любого X в окрестности $\|X - X_0\| \leq \frac{1 - \sqrt{1 - 2h_0}}{h_0} \eta_0$. Однако эта оценка, как и оценки области сходимости, устанавливаемые в теоремах других авторов, например, [25]–[27], рассчитаны на худший случай, т.е. отражают насколько далеко распространяется область квадратичной сходимости в направлении, в котором система УУР “более всего нелинейна” [27]. С другой стороны, в тех направлениях, в которых УУР “менее нелинейны”, область сходимости метода Ньютона простирается намного дальше [27]. Это один из случаев “платы” за использование интервалов и норм в математическом анализе. В качестве иллюстрации сказанного на рис. 2 показана область сходимости метода Ньютона, рассчитанная по условиям теоремы Л.В. Канторовича (кривая 3). Кроме этого, как отмечено в [27], использование подобных условий для проверки начального приближения переменных весьма проблематично. На практике оценка адекватных констант, например h_0 , всегда требует больше труда, чем просто расчет режима методом Ньютона с целью установления факта его сходимости.

Более глубокий анализ результатов тестирования, представленных на рис. 1, показал, что во всех случаях метод Ньютона не смог рассчитать УР только тогда, когда число положительных и отрицательных ведущих элементов треугольного разложения матрицы Якоби в точке начального приближения в точности не соответствовало их числу в точке решения. Согласно теории матриц произведение ведущих элементов треугольного разложения отвечает величине ее определителя, который в свою очередь равен произведению собственных значений матрицы. Согласно теории линейной алгебры собственные значения непрерывно зависят от элементов матрицы. Используя закон инерции Сильверста [28], можно показать, что число положительных и отрицательных собственных значений симметричной матрицы равно соответственно количеству положительных и отрицательных ведущих элементов ее треугольного разложения. Для несимметричных матриц можно предположить, что несовпадение числа положительных и отрицательных ведущих элементов треугольных разложений матриц Якоби в точке начального приближения и в точке решения свидетельствует о несовпадении такого числа вещественных собственных значений соответствующих матриц. Возникает проблема задания начального приближения переменных, чтобы обеспечить такое соответствие, а полученное решение отвечало статически устойчивому УР ЭС.

ПРЕДЛАГАЕМЫЕ СТАРТОВЫЕ АЛГОРИТМЫ

Из-за сложности математических моделей в теории и практике расчета и анализа статической устойчивости ЭС обычно используют подход, предложенный П.С. Ждановым, т.е. полагают, что исходный режим статически устойчивый, затем утяжеляют его до тех пор, пока критерий статической устойчивости не изменит свой знак [29]–[30]. Матрица Якоби УУР является составной частью матрицы уравнений малых колебаний, и при определенных условиях определители этих матриц могут одновременно изменять свой знак, т.е. знак Якобиана УУР может дать информацию о статической устойчивости исследуемого режима [31]–[32]. Очевидно, режим холостого хода (ХХ) ЭС является статически устойчивым УР и, учитывая вышеизложенное, вызывает интерес использовать его как начальное приближение переменных для расчета УР.

Для PV -узлов модули напряжения, поддерживаемые системой АРВ, известны. С другой стороны, углы по линиям в режиме ХХ очень малы, поскольку вызваны толь-

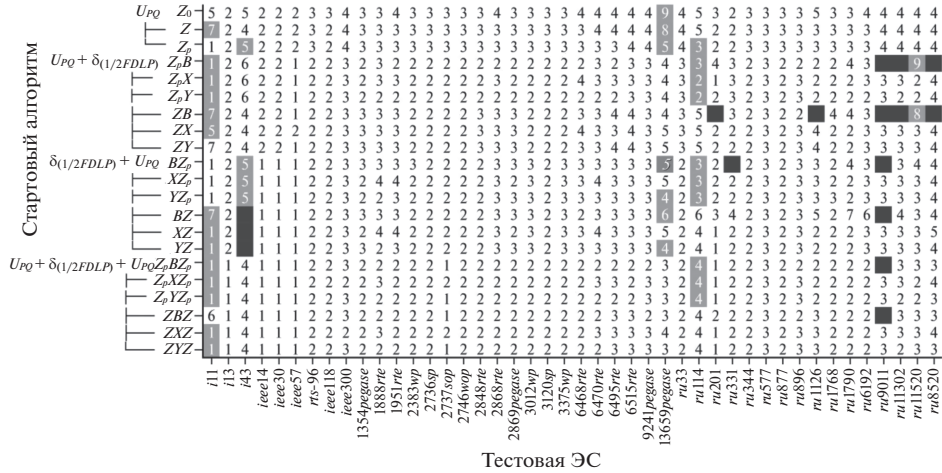


Рис. 3. Тестирование предлагаемых стартовых алгоритмов.

ко потерями XX. Принимая фазовые углы в PV узлах как в балансирующем узле ($V\delta$), т.е. $U_{PV+V\delta} = V_{PV+V\delta} + j0$, и используя УУН

$$[Y]U = I, \quad (13)$$

с $I = 0$ для PQ -узлов, их комплексы напряжений XX можно оценить решением системы линейных уравнений (СЛУ)

$$[Y_{PQ,PQ}]U_{PQ} = -[Y_{PQ,PV+V\delta}]U_{PV+V\delta}, \quad (14)$$

где $[Y_{PQ,PQ}]$ – квадратная подматрица PQ узлов матрицы узловых проводимостей.

Результаты применения параметров режима XX (14) в качестве начального приближения переменных (Z_0 -оценка) представлены на рис. 3, из которого видно, что метод Ньютона смог, наконец, рассчитать УР всех представленных ЭС.

Если УУН для PQ узлов представить в виде

$$[Y_{PQ,PQ}]U_{PQ} = I_{PQ} - [Y_{PQ,PV+V\delta}]U_{PV+V\delta}, \quad (15)$$

их решение можно рассматривать как сумму двух слагаемых – напряжения XX (14) и изменения, вызванного токами нагрузки. В этом случае действие PV узлов аналогично балансирующему узлу, и нагрузка распределится между всеми этими узлами в зависимости от близости расположения. В свою очередь, если к правой части (15) прибавить и вычесть левую часть, то решение не изменится, но может быть представлено в виде [2]

$$U_{PQ}^i = U_{PQ}^{i-1} + \Delta U_{PQ}^i, \quad (16)$$

где ΔU_{PQ}^i находится решением СЛУ

$$[Y_{PQ,PQ}]\Delta U_{PQ}^i = \Delta I_{PQ}^i, \quad (17)$$

ΔI_{PQ}^i – вектор небалансов токов в PQ -узлах. При отсутствии в ЭС PV узлов такая запись соответствует методу Z -матрицы. С учетом сказанного вызывает интерес использовать решение (15) или (16)–(17) в качестве начального приближения переменных (Z -оценка). Результаты, представленные на рис. 3, показывают, что и в этом случае метод Ньютона также смог рассчитать режимы всех ЭС.

Довольно часто при проведении расчетов динамической устойчивости с использованием системы нелинейных уравнений (15) нагрузку представляют “шунтами”, аргументируя тем, что при новых значениях углов в генераторных узлах углы в нагрузочных узлах неизвестны. В этом случае получаемое решение соответствует СЛУ

$$[Y_{PQ,PQ} - D]U_{PQ} = -[Y_{PQ,PV+V\delta}]U_{PV+V\delta}, \quad (18)$$

где D – диагональная матрица проводимостей с элементами $D_{kk} = P_k/V_k^2 - jQ_k/V_k^2$, $k \in PQ$. Если к правой части (18) прибавить и отнять ее левую часть, то можно показать, что ее решение также можно представить как (16), но ΔU_{PQ}^i отвечает СЛУ

$$[Y_{PQ,PQ} - D]\Delta U_{PQ}^i = \Delta I_{PQ}^i. \quad (19)$$

Результаты использования решения (18) в качестве начального приближения переменных (Z_p -оценка) для расчета УР методом Ньютона также представлены на рис. 3.

Таким образом использование в качестве начального приближения параметров режима ХХ (14), так же как (15) или (18), позволили методу Ньютона рассчитать УР всех ЭС. Однако для некоторых ЭС полученное решение соответствовало статически неустойчивому режиму. Рассмотрим такие случаи подробно.

Согласно рис. 3 такие режимы получились для ЭС с очень малыми коэффициентами запаса статической устойчивости (см. рис. 1). 11-узловая *i11* ЭС вообще имеет отрицательную величину коэффициента запаса. Точнее говоря эта ЭС при заданных исходных данных не имеет решения – УР считается с погрешностью 0.1 МВт/МВар и расходится при задании погрешности 0.01 МВт/МВар. В [22] это объясняется неточностью заданной исходной информации – всего 3 значащие десятичные цифры. Параметры полученного статически неустойчивого режима *i11* ЭС практически не отличаются от параметров статически устойчивого режима, и только смена знака Якобиана позволила идентифицировать такой режим.

Другие *i43* и *ru114* ЭС имеют хотя положительный, но очень малый коэффициент запаса, и параметры статически неустойчивых режимов очень близки к параметрам соответствующих устойчивых УР.

Отдельный случай – 13659 *pegase* ЭС из библиотеки Matpower [16]. В этой ЭС балансирующим узлом является генераторный узел небольшой мощности, слабо связанный с остальной ЭС. Хотя заданные суммарная нагрузка и генерация ЭС примерно соответствуют друг другу, но из-за особенностей представленной схемы замещения (много ветвей с отрицательным активным сопротивлением) на первой итерации возникает большой суммарный небаланс мощности, который приводит к существенному изменению угла по линии, отходящей от балансирующего узла. При использовании гладкого старта этот угол проворачивается несколько периодов и хорошо, что при таких больших углах попадает в область сходимости к статически устойчивому решению. На рисунке 1 это указано наклонным светлым шрифтом на сером фоне. В случае использования (14)–(19) на первой итерации метода Ньютона изменение этого угла также большое, но итерационный процесс перескакивает в область сходимости к статически неустойчивому решению. Поэтому вызывает интерес использование дополнительно механизма для оценки начального приближения углов.

На рисунке 3 представлены результаты применения двухшаговых стартовых алгоритмов “ $U_{PQ} + \delta_{(1/2FDLF)}$ ”, когда после решения СЛУ (15) или (18) выполняется полуитерация для углов быстрого разделенного метода соответствующей модификации. Как видно, это позволило получить решением статически устойчивый УР 13659 *pegase* ЭС, причем с обычными углами. Более надежными оказались X и Y модификации быстрого разделенного метода.

В быстром разделенном методе на итерации сначала определяются изменения углов, а затем модулей напряжения. В то же время при проведении расчетов двухшаго-

выми стартовыми алгоритмами используется обратный порядок. Для сравнения на рис. 3 представлены также результаты тестирования при реализации в этих алгоритмах последовательности, аналогично разделенному методу " $\delta_{(1/2FDLF)} + U_{PQ}$ ", которые показывают, что такая реализация дает менее надежные результаты.

Наконец на рис. 3 приведены результаты применения трехшаговых стартовых алгоритмов " $U_{PQ} + \delta_{(1/2FDLF)} + U_{PQ}$ ", реализующих следующую последовательность: 1) решение СЛУ (18) или (15); 2) полуитерация для углов быстрого разделенного метода соответствующей модификации; 3) решение СЛУ (18) или (15).

В настоящее время расчеты УР используется в различных системах реального времени, например, в системе мониторинга запасов устойчивости, в которой для определения максимально допустимых перетоков по контролируемым сечениям осуществляется множество расчетов утяжеленных УР для различных аварийных ситуаций и с моделированием действий противоаварийной автоматики [33]. Такие расчеты осуществляются в реальном времени в автоматическом режиме и должны обладать максимальной надежностью, и в тоже время к ним предъявляются очень высокие требования по быстродействию и объему оперативной памяти. Все такие расчеты выполняются с известного, как правило, достаточно хорошего начального приближения, поэтому использование "плоского" старта для стартового алгоритма существенно снижает быстродействие. Но несмотря на наличие хорошего начального приближения, метод Ньютона может привести к расходимости итерационного процесса из-за ошибки в задании начального угла напряжения при отключении (или включении) узла или ветви ЭС. Ошибка в задании угла напряжения даже в одном узле может привести к расходимости метода Ньютона на первой итерации, несмотря на отсутствие небалансов в остальных узлах ЭС. Стартовый алгоритм в такой ситуации должен использовать преимущества хорошего начального приближения и в то же время устранять грубые ошибки в отдельных узлах. Этому в наибольшей степени соответствует предложенный трехшаговый стартовый алгоритм оценки начального приближения переменных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены существующие стартовые алгоритмы оценки начального приближения переменных расчета УР методом Ньютона. Представленные результаты тестирования на зарубежных и российских ЭС подтвердили, что существующие стартовые алгоритмы обеспечивают расчет УР методом Ньютона не для всех ЭС. Исследование условий сходимости метода Ньютона и анализ результатов вычислительных экспериментов позволили сформулировать главное требование к оценке начального приближения переменных для решения УУР методом Ньютона — начальное приближение должно отвечать параметрам статически устойчивого режима ЭС. В этом случае метод Ньютона является очень надежным методом расчета УР ЭС, в том числе тяжелых режимов, причем небалансы мощности в узлах при таком начальном приближении могут быть довольно большими. Оказалось неожиданным, что плоский старт для ряда ЭС не отвечает параметрам статически устойчивых режимов, что не позволяет методом Ньютона с этого начального приближения рассчитать даже "легкие" УР этих ЭС, включая режим "холостого хода". Адекватность применения стартовых алгоритмов состоит именно в обеспечении "статически устойчивого" начального приближения переменных, а существующие стартовые алгоритмы этого не гарантируют. В работе предложено в качестве стартовых алгоритмов оценки начального приближения переменных использовать решение системы линейных уравнений узловых напряжений без нагрузки или с нагрузкой, модулируемой токами или шунтовыми проводимостями. Вычислительные эксперименты показали, что предложенные стартовые алгоритмы

оценки начального приближения переменных обеспечили расчет УР методом Ньютона всех тестируемых ЭС, также как уменьшили число итераций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Stott B.* Review of load-flow calculation methods // *Proc. IEEE*. 1974. V. 62. № 7. P. 916–929.
2. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах: монография / *Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М., Неуймин В.Г.* М.: Флинта: Наука, 2008. 256 с.
3. *Stott B.* Effective starting process for Newton-Raphson load flows // *Proc. IEE*. 1971. V. 118. № 8. P. 983–987.
4. *Hubbi W.* Starting algorithm and modification for Newton-Raphson load flow method // *Elec. Power and Energy Syst.* 1983. V. 5. № 3. P. 166–172.
5. *Аюев Б.И., Давыдов В.В., Неуймин В.Г.* Анализ эффективности вычислительных моделей расчета установившихся режимов электрических систем // *Электричество*. 2008. № 8. С. 2–14.
6. *Tinney W.F., Hart C.C.* Power flow solution by Newton method // *IEEE Trans. PAS*. 1967. V. 86. № 11. P. 1449–1460.
7. *Ward J.B., Hale H.W.* Digital computer solution of power flow problem // *IEEE Trans. PAS*. 1956. V. 75. P. 398–404.
8. *Brown R.J., Tinney W.F.* Digital solutions for large power networks // *IEEE Trans. PAS*. 1957. V. 76. P. 347–355.
9. *Glimm A.F., Stagg G.W.* Automatic calculation of load flows // *IEEE Trans. PAS*. 1957. V. 76. P. 817–828.
10. *Stott B., Alsac O.* Fast decoupled load flow // *IEEE Trans. PAS*. 1974. V. 93. № 2. P. 859–869.
11. *Van Amerongen R.A.M.* A general-purpose version of the fast decoupled load flow // *IEEE Trans. Power Syst.* 1989. V. 4. № 2. P. 760–770.
12. *Monticelli A., Garsia A., Saavedra O.R.* Fast decoupled load flow: hypothesis, derivations, and testing // *IEEE Trans. Power Syst.* 1990. V. 5. № 4. P. 1425–1431.
13. *Паламарчук С.И.* Разделенные методы для расчета установившихся режимов ЭЭС / СЭИ, Иркутск, 1987. Деп. в ИНФОРМЭНЕРГО, 1987. №7908-B87. 67 с.
14. *Tripathy S.C., Durga P.G., Malik O.P., Hope G.S.* Load flow solution for ill-conditioned power systems by Newton-like method // *IEEE Trans. PAS*. 1982. V. 101. № 10. P. 398–404.
15. *Christie R.* Power system test case archive. Washington: Electrical engineering department, university of Washington, 2000.
16. *Zimmerman R.D., Murillo-Sanchez C.E.* Matpower 6.0b1, <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>
17. *Тарасов В.И.* Применение способа непрерывного утяжеления для определения предельных по апериодической статической устойчивости режимов электрических систем // Межвузовский сборник “Вопросы применения математических методов при управлении режимами и развитием электрических систем”. Иркутск: ИПИ, 1975. С. 50–56.
18. *Аюев В.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М.* Fast and reliable method of searching power system marginal states // *IEEE Trans. Power Syst.* 2016. V.31. № 6. P. 4525–4533.
19. *Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М.* Оптимизационные вычислительные модели предельных режимов электрических систем для заданного направления утяжеления // *Электричество*. 2010. № 12. С. 2–7.
20. Программный комплекс “RastrWin3”. Руководство пользователя / Неуймин В.Г., Машалов Е.В., Александров А.С., Багрянцев А.А. <http://www.rastrwin.ru>.
21. *Milano F.* Power system modeling and scripting. London: Springer-Verlag, 2010. 556 p.
22. *Iwamoto S., Nakanishi Y., Tamura Y.* A load flow calculation for ill-conditioned power systems // *IEEE Trans. PAS*. 1981. V. 100. № 4. P. 1763–1981.
23. *Тарасов В.И.* Нелинейные методы минимизации для расчета установившихся режимов электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука, 2001. 214 с.
24. *Канторович Л.В.* О методе Ньютона // *Тр. МИАН СССР*. 1949. Т. 28. С. 104–144.
25. *Мысовских И.П.* К вопросу сходимости метода Ньютона // *Тр. МИАН СССР*. 1949. Т. 28. С. 145–147.
26. *Ортега Д., Рейнболт Р.* Итерационные методы решения нелинейных систем уравнений со многими неизвестными. М.: Мир, 1975. 558 с.
27. *Денис Д., Шнабель Р.* Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений. М.: Мир, 1988. 440 с.
28. *Хорн Р., Джонсон Ч.* Матричный анализ. М.: Мир, 1989. 655 с.
29. *Жданов П.С.* Вопросы устойчивости электрических систем. М.: Энергия, 1979. 456 с.
30. *Идельчик В.И.* Расчеты установившихся режимов электрических систем. М.: Энергия, 1977. 192 с.
31. *Venikov V.A., Stroeve V.A., Idelchik V.I., Tarasov V.I.* Estimation of electrical power system steady state stability in load flow calculations // *IEEE Trans. on PAS*. 1975. V. 94. № 3. P. 1034–1041.

32. Sauer P.W., Pai M.A. Power system steady-states stability and the load-flow Jacobian // IEEE Trans. Power Syst. 1990. V. 5. № 4. P. 1374–1383.
33. Неймин В.Г., Останин А.Ю., Томалев А.А. Внедрение системы мониторинга запасов устойчивости при планировании и управлении электроэнергетическим режимом ОЭС Сибири // Энергия единой сети. № 6(49). декабрь 2019–январь 2020. С. 33–36.

Studing Starting Algorithms to Calculate Steady States of Electric Power Systems by Newton Method

B. I. Ayuev^a, V. V. Davydov^{b, c, *}, P. M. Erokhin^{a, d}, V. G. Neuymin^e, and M. V. Khokhlov^f

^aJSC "System Operator of the United Power System", Moscow, Russia

^bBranch of JSC "System Operator of the United Power System" United dispatching department of the power system of Siberia, Kemerovo, Russia

^cEast Siberia State University of Technology and Management, Ulan-Ude, Russia

^dUral Federal University, Yekaterinburg, Russia

^eJSC "Scientific and Technical Center of Unified Power System", Saint Petersburg, Russia

^fInstitute for Socio-Economic and Energy Problems of the North, Federal Research Centre "Komi Science Center of the Ural Division of the Russian Academy of Sciences", Syktyvkar, Russia

*e-mail: davv@bur.so-ups.ru

Existing starting algorithms for assessment of initial guess of variables to calculate steady states by Newton method were considered and studied. The presented results of computational experiments of application of starting algorithms on foreign and Russian power systems confirmed that though starting algorithms in some cases increase reliability of Newton method and decrease the number of iterations, any of the existing ones does not guarantee calculation of steady states by Newton method. The studies showed that Newton method is a reliable method for power flow calculation including ill-conditioned system only if initial guess of variables corresponds to parameters of stable steady state, otherwise the method diverges. It is revealed that existing starting algorithms do not guarantee obtaining of such initial guess of variables. Authors propose to use a solution of linear nodal admittance matrix equation without load or with load converted to current or shunt admittance as starting algorithms for obtaining initial guess of variables. Computational experiments showed that the proposed starting algorithms allowed calculating steady states by Newton method of the all tested systems, also how to decrease the number of iterations.

Keywords: pivot element, Jacobian matrix, Newton method, steady state calculation, steady-state stability, convergence, steady state, electric power system

УДК 622.691.019(470)

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПИКОВЫХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ УЯЗВИМОСТИ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНОВ РОССИИ

© 2021 г. Е. М. Смирнова^{1, *}, С. М. Сендеров¹, С. В. Воробьев¹

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

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

Поступила в редакцию 27.10.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Подробно рассмотрено влияние пиковых подземных хранилищ газа (ПХГ) на снижение уязвимости систем газоснабжения регионов России в случае прекращения работы важнейших объектов газовой отрасли. На основе моделирования ситуации с учетом введения пиковых ПХГ в систему газоснабжения России проведены соответствующие расчеты. Рассмотрены результаты анализа ситуации и оценки уязвимости систем газоснабжения регионов, расположенных в зоне действия ЕСГ до и после создания указанных ПХГ. Сформирован перечень пиковых ПХГ, ранжированный по эффективности их создания, для снижения уязвимости систем газоснабжения регионов в случаях возникновения ЧС в газовой отрасли.

Ключевые слова: газовая отрасль, подземные хранилища газа, критически важные объекты, уязвимость, топливо- и энергоснабжение

DOI: 10.31857/S0002331021010155

ВВЕДЕНИЕ

В связи с тем, что основной задачей функционирования Единой системы газоснабжения России (ЕСГ) является надежная бесперебойная поставка газа потребителям, то любая значительная по объемам и времени потеря работоспособности одного из критически важных объектов (КВО) газовой отрасли может быть определена как ЧС с газоснабжением. При этом, как указывалось в [1], критически важными объектами предлагается считать объекты, потеря работоспособности которых способна привести к значительным дефицитам газа в системе (5% и более от суммарной потребности в газе).

В мировой практике ведутся многочисленные исследования, посвященные различным аспектам уязвимости энергетических систем и их компонентов, среди наиболее близких к рассматриваемым авторами данного исследования вопросам можно отнести следующие работы.

В исследовании [2] рассмотрена и проанализирована проблема уязвимости критических энергетических инфраструктур к террористическим актам. Исследование [3] предлагает методологию анализа рисков для систем взаимозависимых критических инфраструктур в условиях различных экстремальных погодных явлений.

Исследование [4] представляет вероятностный подход для выявления и ранжирования важных компонентов газовой сети с точки зрения безопасности поставок. Авторы проводят вероятностный анализ рисков региональной европейской газотранспортной

сети при выбранных сценариях атак. Результаты одного миллиона симуляций Монте-Карло в сценариях атак ясно указывают на различные последствия для подачи газа. Таким образом, авторами получен список наиболее важных компонентов инфраструктуры.

В случае недостаточности знаний об инфраструктуре для оценки ее уязвимости применяются вероятностные методы анализа рисков [5–7]. Если накоплены соответствующие данные, то теория статистики используется для анализа и прогнозирования воздействия стихийных бедствий на производительность инфраструктуры [8]. Для учета топологии инфраструктуры при анализе ее структурной уязвимости применяются сетевые подходы, например, теория сложных сетей [9]. В последнее время в зарубежных исследованиях все большее внимание уделяется рассмотрению взаимосвязанных инфраструктур [10] и влиянию взаимодействия между ними на их уязвимость [11, 12].

Ранее в [13] были представлены результаты работы по выявлению и анализу КВО, влияющих на ЕСГ в целом и непосредственно на системы газоснабжения конкретных регионов. Кроме того, в [14] была проведена оценка уязвимости систем топливоснабжения всех регионов РФ в зоне действия ЕСГ в случае прекращения работы отдельных особо значимых объектов газовой отрасли. Был сформирован перечень регионов, ранжированный по степени уязвимости их системы топливоснабжения в условиях указанных отключений.

Одной из возможных мер по уменьшению уязвимости систем газоснабжения регионов может являться изменение конфигурации газотранспортной сети, в том числе при подключении дополнительного источника газа в случае возникновения ЧС. В качестве такого источника могут быть рассмотрены подземные хранилища газа (ПХГ) пикового типа, которые могут быть созданы в российской газотранспортной системе.

ПИКОВЫЕ ПХГ

В целом запасы газа в ПХГ предназначены для регулирования неравномерностей (сезонной и пиковой) газопотребления, а также для обеспечения газом при возникновении нештатных и форс-мажорных ситуаций [15].

В связи с этим создаваемые в ПХГ запасы газа делятся на оперативный резерв и долгосрочный. Пиковый резерв газа — это объем газа, находящийся в ПХГ, который может быть отобран из подземных хранилищ газа сверх товарного (базового) резерва для обеспечения надежности поставок газа при наступлении аномальных похолоданий или возникновении ЧС в ЕСГ. Здесь речь идет о пиковых ПХГ, отличающихся от ПХГ сезонного регулирования меньшим объемом хранимого газа, но значительным объемом максимального суточного отбора. В настоящее время таких пиковых ПХГ в структуре ЕСГ нет.

Согласно [16, 17] на период до 2030 г. планируется ввод 14 новых ПХГ для выравнивания пиковой неравномерности газопотребления, показатели которых представлены в табл. 1.

Таблица 1 наглядно демонстрирует, что к 2030 г. планируется создание нескольких крупных пиковых ПХГ с возможностями по суточному отбору 30 и более млн м³. Территориально ПХГ будут расположены преимущественно в Центральном, Приволжском и Северо-Западном Федеральных округах.

В данном исследовании авторы поставили себе задачу оценить, как повлияет на уязвимость систем газоснабжения регионов создание пиковых ПХГ. При этом следует провести анализ такого влияния каждого из них по отдельности и всех суммарно.

Для этого будем оценивать эффективность пуска таких ПХГ при прекращении работы КВО газовой отрасли (по одному).

Таблица 1. Характеристика пиковых ПХГ РФ по проектам ввода до 2030 г.

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

МОДЕЛЬНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАДАЧИ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПИКОВЫХ ПХГ НА УЯЗВИМОСТЬ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНОВ РОССИИ

Для моделирования сценариев нарушения работы КВО при функционирующих пиковых ПХГ использована потоковая модель, являющаяся ядром программно-вычислительного комплекса (ПВК) “Нефть и газ России” [18, 19]. Применение этого ПВК позволяет определить степень удовлетворения потребностей в газе внутри страны и обеспечения экспортных поставок. Кроме того, ПВК “Нефть и газ России” позволяет определить “узкие” места — участки ГТС, ограничивающие в некоторых случаях производственные возможности системы.

Модель потокораспределения в ЕСГ, заложенная в ПВК “Нефть и газ России”, предназначена для оценки производственных возможностей ЕСГ в условиях различного рода возмущений. Цель таких исследований — минимизация дефицитов газа по узлам потребления. ЕСГ в модели представлена как совокупность трех подсистем: источники газа, сеть магистрального транспорта и потребители.

Изменение состояния объектов системы приводит к решению задачи распределения потоков в системе с целью максимальной подачи энергоносителя потребителям, т.е. в данном случае модель формализуется как задача о максимальном потоке [20]. Расчетный граф дополняется двумя фиктивными узлами: O — суммарный источник, S — суммарный сток, при этом вводятся дополнительные участки, соединяющие узел O со всеми источниками и всех потребителей с узлом S . Математическая запись поставленной задачи имеет следующий вид:

$$\max f \quad (1)$$

при условиях, что

$$\sum_{i \in N_j^+} x_{ij} - \sum_{i \in N_j^-} x_{ji} = \begin{cases} -f, & j = O \\ 0, & j \neq O, S, \\ f, & j = S \end{cases} \quad (2)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq d_{ij}, \text{ для всех } (i, j), \quad (3)$$

где N_j^+ — подмножество “входящих” в узел j дуг; N_j^- — подмножество “выходящих” дуг из узла j ; f — величина суммарного потока по сети; x_{ij} — поток по дуге (i, j) ; d_{ij} — ограничения на поток по дуге (i, j) .

В связи с тем, что граф достаточно разветвленный и сложный, задача (1)–(3) о максимальном потоке может иметь не единственное решение, то есть может быть найдено несколько возможных максимальных потоков. Тогда целесообразно говорить о минимизации затрат на доставку газа потребителям и использовать алгоритм Басакера–Гоуэна [20], решая задачу о максимальном потоке минимальной стоимости:

$$\sum_{(i,j)} C_{ij} x_{ij} \rightarrow \min, \quad (4)$$

где C_{ij} — цена или удельные затраты на транспорт энергоресурса.

В результате реализации различных нештатных ситуаций возможно возникновение дефицита газа у потребителей, вызванного нехваткой пропускных способностей определенных участков газопроводов. Обход таких узких или ограничивающих производственные возможности мест системы, в допустимых объемах, позволит сократить возникший в рассматриваемой ситуации дефицит газа у потребителей.

При возникновении дефицита газа у потребителей, вызванного нехваткой пропускных возможностей соответствующих газопроводов, другие ветки магистральных газопроводов, не затронутые рассматриваемым нарушением, принимают на себя увеличенные объемы газа [21]. В такой ситуации меняется загруженность сети и возможно проявление недостатка пропускных возможностей на других участках магистральных газопроводов. Последующая расшивка узких мест в ГТС позволит минимизировать дефициты газа у потребителей.

Средства ПВК “Нефть и газ России” позволяют исследователю выделить множество потенциально узких мест, то есть объектов, не имеющих резерва производственных возможностей. Чаще всего именно такие объекты либо являются, либо могут стать в будущем причиной недопоставки необходимого количества газа потребителям.

Для решения задачи обхода найденных узких мест системы в модель потокораспределения заложена возможность приращения потока газа по дугам в пределах 10% от величины их пропускной способности. Такое кратковременное увеличение пропускной способности участка МГ возможно при увеличении рабочей мощности компрессоров на крупных магистральных КС [22]. В итоге повышения рабочего давления в газопроводе достигается увеличение пропускной способности участка магистрального газопровода в пределах до 10%. В результате (посредством использования технических возможностей ГТС) решается задача минимизации дефицитов газа у потребителей.

ОЦЕНКА УЯЗВИМОСТИ СИСТЕМ ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНОВ С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ ПИКОВЫХ ПХГ

Прекращение работы отдельных объектов газовой отрасли влияет на объем поставки газа, требуемый для конкретного потребителя. Величина возможного дефицита является основой для формирования значений показателя уязвимости системы топли-

воснабжения региона. На основе описанного в [14] подхода определение уязвимости системы газоснабжения региона выглядит следующим образом:

$$V_i^{G\sup} = \frac{\sum_{k=1}^{N_{\text{КВО}}} \frac{Demand_i - Capacity_i^k}{Demand_i}}{N_{\text{КВО}}}, \quad (5)$$

где $Demand_i$ — спрос на ресурс у потребителя i ; $Capacity_i^k$ — поставка ресурса потребителю i при выходе из строя k -го КВО; $N_{\text{КВО}}$ — количество КВО рассматриваемых в исследовании.

Решение поставленной задачи осуществляется посредством использования имитационной потоковой модели газовой отрасли в рамках ПВК “Нефть и газ России”. В расчетную схему были добавлены указанные в табл. 1 пиковые ПХГ, и проведены расчеты с поочередным их включением при выходе из строя каждого из КВО (общее количество 61 объект из соответствующего перечня [1]).

Расчетная схема ЕСГ, используемая для моделирования работы ЕСГ, учитывает все основные особенности функционирования ЕСГ России и содержит:

- 378 узлов, в том числе: 28 источников газа; 64 потребителя газа (субъекты РФ); 24 подземных хранилища газа; 266 узловых компрессорных станций;
- 486 дуг, представляющих магистральные газопроводы и отводы на распределительные газовые сети.

Исходные данные, такие как суточные объемы потребления, добычи, экспорта и импорта газа, приняты в соответствии с официальной статистикой [23–25] за 2019 год. Данные о производственных возможностях газовой отрасли, включая пропускные способности газопроводов, соответствуют реальным производственным характеристикам российской ЕСГ.

Специализированные расчеты проведены с использованием программного комплекса [27], детально отражающего функционирование газотранспортной сети России и позволяющего имитировать различные условия функционирования ее объектов. Расчеты проводились с использованием методологии параллельных вычислений, реализованной в Иркутском суперкомпьютерном центре СО РАН [28].

Проведенные модельные исследования показали возможности снижения уязвимости систем газоснабжения регионов при подключении в систему газоснабжения проектируемых пиковых ПХГ. В таблице 2 отражена информация по показателям уязвимости без учета работы пикового ПХГ и с таким учетом. Кроме того, показано насколько снижается количество КВО, влияющих на уязвимость системы газоснабжения конкретного региона, в случае возникновения ЧС в условиях работы подключения пиковых ПХГ.

В таблице 2 представлены только те субъекты, где показатель уязвимости системы газоснабжения изменился. Далее на основе полученных данных и анализа информации по всем регионам была отдельно оценена и рассмотрена степень влияния каждого пикового ПХГ на изменение суммарного дефицита газа в системе при выводе из строя одного из КВО.

На основании расчета и обработки полученной информации по суммарному объему дефицита газа и по количеству субъектов с дефицитом газа в случае отключения каждого КВО представилось возможным ранжировать пиковые ПХГ по степени их эффективности снижения недопоставок газа потребителям в случае возникновения ЧС в ГТС, табл. 3. При этом следует отметить, что усредненный дефицит при выходе из строя всех КВО составил порядка 225 млн м³/сут.

При этом средний дефицит при вводе пиковых ПХГ варьируется 165–206 млн м³/сут. Таким образом, принимая во внимание то, что КВО рассредоточены по ЕСГ, и выход из строя каждого способен нанести значительный ущерб потребителям, наиболее эффективными пиковыми ПХГ будем считать те, работа которых позволит максимально

Таблица 2. Уязвимость системы газоснабжения регионов при выходе из строя одного КВО ЕСГ (показаны с уязвимостью 5% и более)

Субъект РФ	Уязвимость без пиковых ПХГ	Кол-во влияющих КВО	Усредненная уязвимость при работе пиковых ПХГ	Кол-во влияющих КВО
	без работы пиковых ПХГ		с работой пиковых ПХГ	
	доли ед.	шт.	доли ед.	шт.
1	2	3	4	5
Кировская область	0.171	33	0.044	14
Белгородская область	0.114	22	0.038	8
Брянская область	0.104	20	0.041	8
Смоленская область	0.101	21	0.062	12
Тюменская область	0.088	17	0.046	9
Республика Карелия	0.145	28	0.067	13
Ленинградская область	0.081	23	0.033	13
Пермский край	0.072	14	0.011	3
Челябинская область	0.103	21	0.037	9
Орловская область	0.057	11	0.004	1
Новгородская область	0.057	12	0.007	5
Удмуртская Республика	0.057	11	0.038	4
Костромская область	0.056	11	0.0001	5
Омская область	0.095	19	0.043	9
Московская область	0.048	14	0.0042	7

Таблица 3. Усредненная эффективность влияния пиковых ПХГ на снижение недопоставок газа потребителям при выходе из строя КВО ЕСГ

№	Наименование пиковых ПХГ	Усредненный дефицит газа при работе пиковых ПХГ, млн м ³ /сут.	Относительная эффективность пиковых ПХГ, %
1	Смоленское	165	26.6
2	Сереговское	172	23.5
3	УДРК	182	19.1
4	Скалинское	183	18.6
5	Беднодемьяновское	185	17.7
6	Новомосковское	185	17.7
7	Тульское	185	17.7
8	Шедокское	185	17.7
9	Серпуховское	186	16.3
10	Березняковское	194	13.7
11	Шатровское	196	12.8
12	Арбузовское	197	12.4
13	Калининградское	204	9.3
14	Волгоградское	206	8.4

снизить ущерб от выхода из строя КВО. При расчете также было выявлено, что при отключении некоторых КВО ни один из планируемых пиковых ПХГ не смог снизить возникающий дефицит газа у потребителей.

При включении всех пиковых ПХГ в сеть остаются 29 КВО с дефицитом газа, которые в основном сосредоточены на севере расчетной схемы. В то время как планируемые пиковые ПХГ будут размещены в центральной и южной частях. Так, например, при выходе из строя крупного КВО № 17, расположенного в северной части схемы, дефициты газа сокращаются всего на 53 млн м³/сут, с 227 до 174 млн м³/сут.

Тем не менее все пиковые ПХГ, запланированные к созданию до 2030 года, являются эффективными и в разной степени снижают уязвимость систем газоснабжения регионов, повышая надежность их топливоснабжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье подробно рассмотрен вопрос влияния пиковых ПХГ на снижение уязвимости систем газоснабжения регионов России в случае прекращения работы важнейших объектов газовой отрасли. Смоделирован ряд сценариев с учетом введения пиковых ПХГ в систему газоснабжения России. Представлены результаты анализа ситуации и оценки уязвимости систем газоснабжения каждого региона, расположенного в зоне действия ЕСГ, до и после введения указанных ПХГ. Также представлен перечень пиковых ПХГ, ранжированный по эффективности их создания, для снижения уязвимости систем газоснабжения регионов в случаях возникновения ЧС в газовой отрасли.

Вышеизложенное подтверждает и обосновывает необходимость создания в ЕСГ пиковых подземных хранилищ газа с целью минимизации ущерба для потребителей газа в случае возникновения ЧС. Как видно из табл. 3, приоритетными являются Смоленское и Сереговское пиковые ПХГ, а также Удмуртский Резервирующий Комплекс.

Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания П.17.5.1 (рег. № АААА-А17-117030310451-0) фундаментальных исследований СО РАН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Senderov S., Edelev A.* Formation of a List of Critical Facilities in the Gas Transportation System of Russia in Terms of Energy Security / *Energy* 184(C) (2019). P. 105–112. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.063>
2. *Tichy L.* Energy Infrastructure as a Target of Terrorist Attacks from the Islamic State in Iraq and Syria. *International J. Critical Infrastructure Protection*, <https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2019.01.003>
3. *Tsavdaroglou M., Al-Jibouri S.H.S., Bles T., Halman J. I.M.* Proposed methodology for risk analysis of interdependent critical infrastructures to extreme weather events. *International Journal of Critical Infrastructure Protection* V. 21. P. 57–71.
4. *Praks P., Kopustinskias V.* Node Importance Analysis of a Gas Transmission Network with Evaluation of a New Infrastructure by ProGasNet. CRITIS 2018, LNCS 11260. P. 3–16, 2019. https://doi.org/10.1007/978-3-030-05849-4_1
5. *Zio E.* Challenges in the vulnerability and risk analysis of critical infrastructures. *Reliability Engineering & System Safety*, 152. P.137–150.
6. *Zio E.* Reliability engineering: Old problems and new challenges. *Reliability Engineering & System Safety*, 94(2). P. 125–141.
7. *Apostolakis G.E.* How useful is quantitative risk assessment? *Risk analysis*. 24(3). P. 515–520.
8. *Liu H., Davidson R.A., Apanasovich T.V.* Spatial generalized linear mixed models of electric power outages due to hurricanes and ice storms. *Reliability Engineering & System Safety*, 93(6). P. 897–912.
9. *Cuadra L., Salcedo-Sanz S., Del Ser J., Jiménez-Fernández S. and Geem Z.W.* A critical review of robustness in power grids using complex networks concepts. *Energies*. 8(9). P. 9211–9265.
10. *Ouyang M.* Review on modeling and simulation of interdependent critical infrastructure systems. *Reliability engineering & System safety*. 121. P. 43–60.
11. *Wang S., Hong L., Chen X.* Vulnerability analysis of interdependent infrastructure systems: A methodological framework. *Physica A: Statistical Mechanics and its applications*. 391(11). P. 3323–3335.

12. Johansson J., Hassel H. Modelling, simulation and vulnerability analysis of interdependent technical infrastructures. P. 49–66 in *Hokstad P, Utne IB, Vatn J* (eds). Risk and Interdependencies in Critical Infrastructures: A Guideline for Analysis. London: Springer-Verlag, 2012.
13. Senderov S.M., Vorobev S.V. Approaches to the identification of critical facilities and critical combinations of facilities in the gas industry in terms of its operability. Reliability Engineering & System Safety. 2020. V. 203. P. 107046. <https://doi.org/10.1016/j.res.s.2020.107046>
14. Сендеров С.М., Смирнова Е.М., Воробьев С.В. Подходы к оценке уязвимости систем топливоснабжения газопотребляющих регионов России в условиях прекращения работы особо значимых объектов газовой отрасли / Известия РАН. Энергетика. 2020. № 1. С. 82–91.
15. Казарян В.А. Подземное хранение газов и жидкостей. Т. 2. Эксплуатация. Ремонт. Консервация. Ликвидация. Применение хранилищ газов и жидкостей в различных отраслях экономики. М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. 660 с.
16. Генеральная схема развития газовой отрасли России на период до 2030 года. М.: 2008, 184 с.
17. <https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/>
18. Еделев А.В., Еникеева С.М., Сендеров С.М. Информационное обеспечение при исследовании вопросов функционирования больших трубопроводных систем / Вычислительные технологии. 1999. Т. 4. № 5. С. 30–35.
19. Воробьев С.В., Еделев А.В. Методика определения узких мест в работе больших трубопроводных систем / Программные продукты и системы. 2014. № 3. С. 174–177.
20. Ford L.R., Fulkerson D.R. Flows in networks. Princeton university press, Princeton, New Jersey, 1962. 276 p.
21. Воробьев С.В., Еделев А.В. Особенности математического моделирования при распределении излишков газа в Единой системе газоснабжения России / Научный вестник НГТУ. 2016. Т. 62. № 1. С. 181–194.
22. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. Том II / Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. М.: Недра, 1984. 288 с.
23. Экспорт Российской Федерации важнейших товаров в 2012–2017 году (по данным ФТС России) http://customs.ru/index.php?option=com_newsfts&view=category&id=52&Item_id=1978&limitstart=60.
24. ИнфоТЭК Ежемесячный нефтегазовый журнал. 2017. № 1. С. 154.
25. Министерство энергетики Российской Федерации. Статистика. <http://minenergo.gov.ru/activity/statistic>.
26. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Воробьев С.В. Формирование перечня критически важных объектов газовой отрасли с позиций энергетической безопасности страны / Материалы сборника докладов Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. 90-е заседание “Надежность развивающихся систем энергетики”. 1–7 июля 2018 г., Иркутск.
27. Feoktistov A., Gorsky S., Sidorov I., Kostromin R., Edelev A., Massel L. Orlando Tools: Energy Research Application Development through Convergence of Grid and Cloud Computing / Communications in Computer and Information Science. 2019. V. 965. P. 289–300.
28. Иркутский суперкомпьютерный центр СО РАН. URL: <http://hpc.icc.ru> (дата обращения: 03.09.2018).

Analysis of the Efficiency of Using Peak Underground Gas Storage Objects to Reduce Vulnerability Indicators of the Gas Supply System of Russian Regions

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

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

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

Impact of peak underground gas storage (UGS) objects on reducing the vulnerability of gas supply systems to Russian regions in the event of the termination of the operation of the most important objects of the gas industry. Based on the simulation of the situation, taking into account the introduction of peak UGS objects into the gas supply system of Russia, the corresponding calculations were carried out. Reviewed the analysis results of the situation and the assessment of the vulnerability of the gas supply systems of the regions located in the UGS coverage area before and after the creation of these UGS objects. A list of peak UGS objects is presented, ranked by the effectiveness of their creation to reduce the vulnerability of gas supply systems to regions in the event of an emergency in the gas industry.

Keywords: gas industry, underground gas storage objects, critical objects, vulnerability, fuel and energy supply

УДК 662.7:662.61

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

© 2021 г. А. Н. Козлов*

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

Поступила в редакцию 20.08.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Анализ современных тенденций развития технологий газификации твердого топлива показывает, что текущее направление развития газогенераторов идет по пути внедрения многоступенчатых процессов. Определены основные требования к современному газогенератору с точки зрения его экономической, технической и экологической эффективности. Продемонстрировано значительное расширение перечня газифицируемых материалов за счет использования различных промышленных отходов, в том числе твердых бытовых. Этот факт является ключевым при разработке гибридных энергосистем распределенной генерации с газификацией местного твердого топлива. Между тем газификация угля развивается за счет чистых угольных технологий на основе газогенераторов с газификацией в потоке (парогазовые установки с внутрицикловой газификацией, ПГУ-ВЦГ). Для повышения экологической эффективности ПГУ-ВЦГ внедряются и совершенствуются системы очистки газа и технологии улавливания и захоронения CO_2 .

Ключевые слова: биомасса, твердые коммунальные отходы, уголь, газификация, типы газогенераторов, ПГУ-ВЦГ, гибридные энергосистемы

DOI: 10.31857/S0002231021010088

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика играет стратегическую роль в экономическом и социальном развитии стран. В связи с этим безопасное, надежное энергоснабжение является одной из главных обязанностей правительств. Постоянно возникающие новые вызовы, связанные с изменениями социально-экономического, политического курсов стран, экологические ограничения, а также внешние непрогнозируемые события, влекущие серьезные последствия, обусловили тенденцию к повышению энергонезависимости стран и регионов. Ископаемые топлива перестали считать надежным источником энергоснабжения [1], вовлечение в энергетику местных ресурсов твердых топлив, в том числе низкосортных, позволяет смягчить воздействие на окружающую среду, а также повысить энергоэффективность стран и регионов, зависящих от импорта ископаемого топлива [2]. В России, несмотря на существенный рост ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, более половины субъектов РФ (около 60) энергодефицитны, что обусловлено высокой степенью неоднородности территориальной структуры электроэнергетики [3]. Дефицит генерирующих мощностей выступает ограничителем экономического роста регионов и страны в целом. Данные факты обусловили поиск и

Таблица 1. Реакции, протекающие при газификации твердых топлив [7, 8]

Реакция	Процесс
Твердое топливо (влажное) $\rightarrow$ Твердое топливо (сухое) + H_2O	Сушка
Твердое топливо (сухое) $\rightarrow$ Кокс + Летучие (Газ + Смола)	Выход летучих
$C + \phi O_2(g) \rightarrow 2(1-\phi)CO + (2\phi-1)CO_2$	Гетерогенная реакция окисления
$C + CO(g) \rightarrow 2CO$	Реакция Будуара
$C + H_2O(g) \rightarrow CO + H_2$	Гетерогенная реакция газа с водой
$C + 2H_2(g) \rightarrow CH_4$	Реакция метанирования
$CO + H_2O(g) \leftrightarrow CO_2 + H_2$	Реакция водяного сдвига
Смола + $O_2 \rightarrow CO + H_2O$	Риформинг смолы
Смола + $H_2O \rightarrow CO_2 + CH_4 + H_2$	
$CH_4 + 1.5O_2 \rightarrow CO + 2H_2O$	Крекинг смолы
$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$	Реакция риформинга метана
$CO + 0.5O_2 \rightarrow CO_2$	
$H_2 + 0.5O_2 \rightarrow H_2O$	

(г) – газовая фаза

внедрение эффективных технологий энергетической утилизации твердых топлив. Одной из таких технологий является газификация.

Таким образом, целью данной работы является показать современные тенденции развития технологий газификации твердых топлив.

ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ГАЗИФИКАЦИИ

Газификация представляет собой термохимический процесс частичного окисления углеродсодержащего топлива с получением газообразного энергоносителя. В качестве газифицирующих агентов используют кислород, воздух, водяной пар, углекислый газ, либо их смеси. Однако использование углекислого газа в качестве газифицирующего агента применяется крайне редко. Более широкое распространение получила рециркуляция части продуктов сгорания, которая позволит стабилизировать процесс газификации и уменьшить вариации состава получаемого генераторного газа [4].

Газификация допускает высокую гибкость в использовании различного типа сырья и в генерации различных продуктов. В принципе все виды твердых топлив могут быть преобразованы в процессе газификации в генераторный газ, включающий ряд горючих компонентов (водород, монооксид углерода, метан, небольшое количество C_2 -углеводородов), негорючие (диоксид углерода) и балластные газы (азот). Высокое содержание балластных веществ в составе генераторного газа обуславливает его низкую теплотворную способность, что делает нерентабельной транспортировку такого газа на значительные расстояния. Поэтому энергетические установки на основе технологий газификации представляют собой, как правило, единый технологический комплекс, в котором происходит производство и использование генераторного газа [5, 6].

В таблице 1 приведены основные реакции процесса газификации [7, 8].

В зависимости от соотношения исходных реагентов, температуры, продолжительности реакции и типа газогенератора можно получать газ различного качества. Генераторный газ, компонентный состав и теплотворная способность которого допускает сжигание только в топочных устройствах водогрейных и паровых котлов, является отопительным, а силовым называется генераторный газ, который может быть использован в силовых машинах (двигатель внутреннего сгорания, газовая турбина) [9]. В случае паровой и паровоздушной газификации генераторный газ получается с по-

вышенным содержанием водорода [10]. Варианты использования кислородного и парокислородного дутья оправданы в основном только для получения жидких топлив, получения энергии для топливных элементов и крупных установок внутрицикловой газификации угля [11].

Вышеперечисленные факты обусловили большое разнообразие конструкций газогенераторов, совершенствованием которых занимаются многие научные коллективы.

ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ

В работах [12, 13] приведена классификация газогенераторов по категориям, основанная на движении твердого рабочего тела внутри реактора.

1. Газогенераторы с псевдонеподвижным рабочим телом.
2. Газогенераторы (слоевые) с механически перемещаемым рабочим телом.
 - Прямой противоточный газогенератор.
 - Обращенный прямоточный газогенератор.
 - Поперечный с поперечным дутьем.
3. Газогенераторы с гидродинамическим перемещением рабочего тела.
 - Газогенераторы с кипящим слоем.
 - Газогенераторы с циркулирующим кипящим слоем.
4. Газогенераторы с газодинамическим перемещением рабочего тела.
 - Газогенераторы с газификацией в потоке.
5. Специальные газогенераторы.
 - Газогенераторы с газификацией рабочего тела в спутном потоке.
 - Газогенераторы циклонного типа.
 - Многоступенчатые газогенераторы.

Данная классификация является одной из самых распространенных и признанных в мире.

Газогенераторы с механически перемещаемым рабочим телом (слоевые), типичные конструкции которых приведены на рис. 1, являются наиболее изученными и распространенными для производства генераторного газа. Данный факт обусловлен простой конструкцией и простой эксплуатацией, однако они обладают низкой управляемостью процесса газификации [14]. Слоевые газогенераторы бывают прямыми (противоточными) — топливо и дутье двигаются навстречу друг другу (рис. 1а), обращенными (прямоточными) — топливо и дутье двигаются параллельно (рис. 1б) и поперечными — топливо подается сверху, а газифицирующий агент подается под прямым углом в слой топлива через фурмы. В слоевых газогенераторах можно выделить области газификации — сушка, окислительное и восстановительное горение, разделенные по высоте. Деление на области условное и в зависимости от используемого топлива и условий ведения процесса области могут перекрываться. Мощность таких газогенераторов редко превышает 10 МВт и относится к категории газогенераторов с малой единичной мощностью. Увеличение мощности более 10 МВт приводит к существенному укрупнению газогенераторной установки, что влечет значительные капитальные и текущие затраты и, следовательно, их низкую рентабельность, а также возникают проблемы с масштабированием установок [15].

В прямом газогенераторе твердое топливо подается сверху, а газифицирующий агент снизу, образующийся генераторный газ отводят в верхней части газогенератора. Прямые газогенераторы имеют низкое содержание золы, но с высоким содержанием смолы ($>100 \text{ г/нм}^3$). Могут использовать твердое топливо с высоким содержанием влаги. Мощность таких газогенераторов обычно ограничена 1–3 МВт, что обусловлено неравномерным распределением температуры в слое при увеличении единичной мощности. Несмотря на это, они могут быть масштабированы до 10 МВт [16].

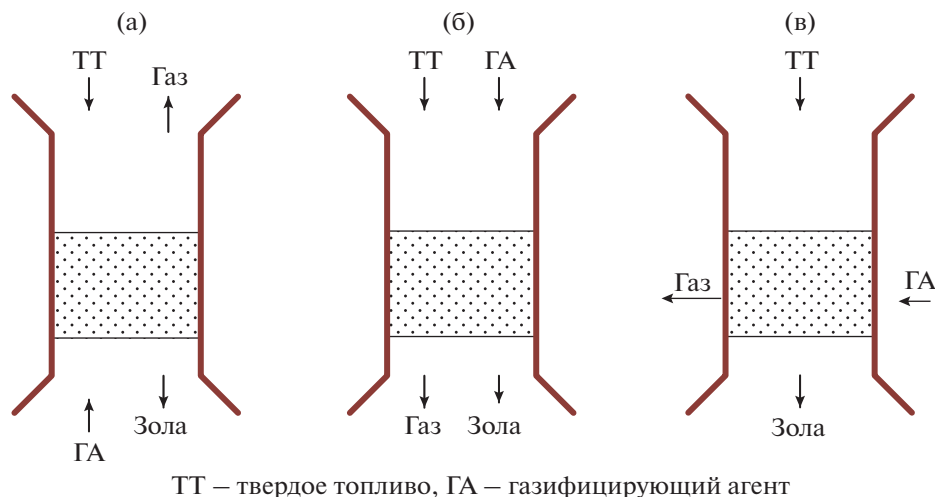


Рис. 1. Принципиальные схемы газогенераторов с механически перемещаемым рабочим телом: (а) прямой противоточный; (б) обращенный прямоточный; (в) поперечный с поперечным дутьем.

В обращенных газогенераторах твердое топливо подается сверху, а газифицирующий агент может подаваться сверху или сбоку через фурмы, расположенные над слоем топлива. Генераторный газ отводится в нижней части газогенератора. Газогенераторы такого типа часто имеют сужение ниже уровня фурм. Твердое топливо и газифицирующий агент проходят через сужение, в котором проходит большинство реакций газификации. Продукты реакции смешиваются в турбулентной высокотемпературной области вокруг сужения ($900\text{--}1200^\circ\text{C}$), в которой происходит крекинг смолы. В итоге содержание смолы в генераторном газе составляет не более 10 г/м^3 . Длительное время пребывания топлива приводит к высокой степени конверсии кокса ($\approx 95\%$). Однако генераторный газ на выходе из газогенератора обладает высокой температурой (около $900\text{--}1000^\circ\text{C}$), что снижает эффективность из-за неравномерного распределения потока газа и температуры в области сужения. В связи с этим обращенные газогенераторы следует конструировать мощностью не более 1 МВт . К недостаткам таких газогенераторов также можно отнести повышенные требования к влажности и зольности твердого топлива [17]. Применение высокозольного или пеллетизированного топлива усугубляет данную проблему. При газификации пеллет повышается выход угольного остатка [18].

Поперечный газогенератор основан на конструкции прямоточного газогенератора, в котором топливо подается сверху, а газифицирующий агент подается через фурмы непосредственно в слой топлива. Важной особенностью данного типа газогенераторов является относительно небольшая реакционная зона, что способствует быстрому протеканию процесса газификации относительно других видов слоевых газогенераторов. При этом температура в слое может достигать 1500°C , что затрудняет выбор конструкционного материала. Единичная мощность такого газогенератора ограничена 10 кВт . Стоит отметить, что содержание смол в генераторном газе небольшое ($0.01\text{--}0.1\text{ г/м}^3$), следовательно, требуется относительно простая система газоочистки [19].

Согласно работе [20] можно выделить ряд технологических проблем, связанных с нестабильностью термохимического процесса в слоевых газогенераторах, в которых критическими оказываются процессы усадки топлива и распределения газового пото-

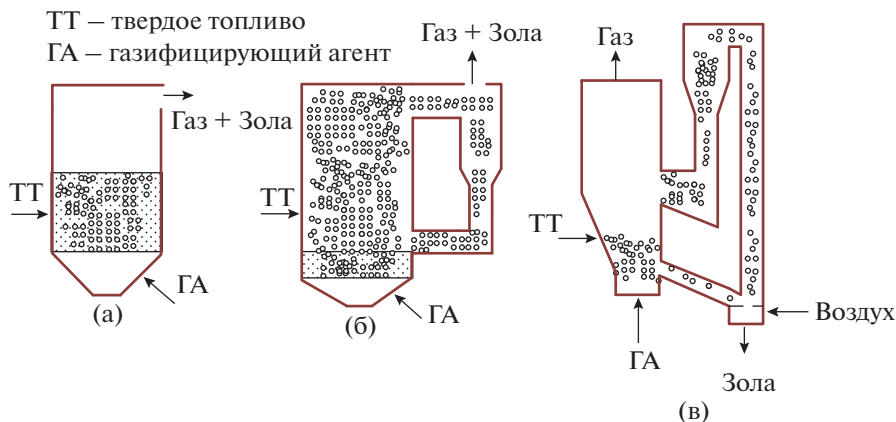


Рис. 2. Принципиальные схемы газогенераторов с гидродинамическим перемещением рабочего тела: (а) с кипящим слоем; (б) с циркулирующим кипящим слоем; (в) с двойным циркулирующим кипящим слоем.

ка по сечению реактора. Неравномерность усадки топлива может быть связана со спекаемостью топлива, что приводит к образованию сводов и прогаров. В случае прямоточных газогенераторов происходит уплотнение слоя за счет накопления частиц топлива и золы, что приводит к увеличению гидравлического сопротивления [21].

Обращенный и поперечный газогенераторы могут использоваться в паре с двигателем внутреннего сгорания для энергоснабжения децентрализованных потребителей, а в случае использования противоточного газогенератора получаемый газ обладает отопительным качеством [22]. В настоящее время наиболее востребованы на рынке прямоточные газогенераторы, в случае, когда не предъявляются строгие требования по качеству генераторного газа.

Слоевые газогенераторы достигли своего предела совершенствования, за которым существенное улучшение их эксплуатационных характеристик оказывается невозможным или нерентабельным.

Одним из направлений повышения мощности газогенераторов было внедрение технологии с псевдоожиженным слоем. Система псевдоожиженного слоя сначала была использована для увеличения производительности газогенераторов, работающих на угольном топливе [23], а впоследствии была тиражирована для использования практически всех типов твердого топлива, включая твердые коммунальные отходы [24].

На рисунке 2 приведены принципиальные схемы газогенераторов с гидродинамическим перемещением рабочего тела (кипящего слоя).

В газогенераторах кипящего слоя топливо смешивается с твердым теплоносителем (инертный материал, катализатор), которые находятся в псевдоожиженном состоянии с помощью газифицирующей среды, и их скорость движения определяется минимальной скоростью флюидизации. Газогенераторы с псевдоожиженным слоем подразделяются на два типа — с кипящим слоем (рис. 2а) и с циркулирующим кипящим слоем (рис. 2б).

Газогенераторы с кипящим слоем (рис. 2а) имеют простую конструкцию, неприхотливы в эксплуатации и имеют единичную мощность от 1 до 20 МВт. Твердое топливо поступает на решетку вместе с инертным материалом, который обеспечивает поддержание кипящего слоя. Газифицирующий агент подают снизу под решетку со скоростью, достаточной для витания частиц в объеме реактора над решеткой. Обычно

скорость подачи газифицирующего агента составляет <1 м/с. Процесс газификации проходит в области кипящего слоя [25].

В случае, когда скорость подачи газифицирующего агента составляет от 3–10 м/с, частицы выносятся из активной зоны реактора, улавливаются циклоном и возвращаются назад в псевдоожиженный слой, и формируется циркулирующий кипящий слой, обеспечивающий высокую степень конверсии топлива (рис. 26). При этом формирование кипящего слоя не происходит. Частицы топлива и инертного материала распределяются по всему пространству реактора с более высокой кучностью в нижней части [19]. Единичная мощность газогенераторов такого типа может достигать 100 МВт [26].

Газогенераторы с псевдоожиженным слоем работают при повышенном давлении, в качестве газифицирующего агента можно использовать водяной пар, воздух, кислород и их комбинацию. Для данного типа газогенераторов невозможно различить области газификации. Однако благодаря хорошему перемешиванию и равномерному распределению температуры, конверсия топлива близка к 100%, а напряжение сечения реактора достигает значений 500–1000 кг/м² ч. По сравнению со слоевыми газогенераторами процесс газификации проходит при более низких температурах (700–900°C). Генераторный газ характеризуется высокой запыленностью, а содержание смолы достигает 10 г/нм³ [16]. В работе [27] показано, что при использовании специального катализатора количество смолы снижается до 1–2 г/нм³.

Одним из главных недостатков газогенераторов кипящего слоя является образование агломераций частиц инертного материала с золой. Образование агломераций приводит к закупорке отверстий и дефлюидизации слоя [28]. Подробно данный вопрос был изучен в [29]. В ней приведена классификация золы биомассы различного происхождения в зависимости от минерально-фазового и химического состава. Показано, что в результате термохимической конверсии биомассы образуются три типа агломераций: 1. Si–Al–Fe–Na–Ti (преимущественно стекла, силикаты и гидроксиды); 2. Ca–Mg–Mn (обычно карбонаты, гидроксиды, стекла, силикаты и небольшие количества фосфатов и сульфатов); 3. K–P–S–Cl (преимущественно фосфаты, сульфаты, хлориды, стекла и немного силикатов и карбонатов). Так, в реакторах кипящего слоя образование агломераций щелочных металлов и кремния приводит к образованию низкотемпературных силикатов, вследствие чего необходимо поддерживать более низкую температуру, что приводит к снижению эффективности газификации [30].

На рисунке 3 представлена принципиальная схема газогенератора с газодинамическим перемещением рабочего тела, т.е. газификация твердого топлива происходит в потоке.

Газификация в потоке (рис. 3) осуществляется при одновременной подаче суспензии пылевидного топлива с водой и окислителем в горелочное устройство. В данных типах газогенераторов существует жидкое и сухое шлакоудаление. Процесс газификации проходит при очень высоких температурах и давлениях (около 2000°C и 5.6 МПа), что обеспечивает отсутствие смолы. Топливо в зоне реакции пребывает очень короткое время, при этом поверхность контакта должна быть максимальной. Данный тип газогенераторов реализован в энергетических парогазовых установках с внутрицикловой газификацией (ПГУ-ВЦГ, IGGC). В работе [31] описан принцип работы этих установок, которые основаны на цикле Брайтона и Ренкина. По циклу Брайтона осуществляется газификация топлива, после чего полученный газ сжигают в газовой турбине. Выхлопной газ из газовой турбины поступает в котел-утилизатор. Увеличение пара в цикле Ренкина приводит к возрастанию КПД до 44–45%. Единичная мощность ПГУ-ВЦГ на угле может достигать 600 МВт [32].

Чаще всего в качестве газифицирующего агента в таких газогенераторах используют кислород. Однако применение кислорода значительно повышает капитальные и эксплуатационные затраты. В связи с этим ведутся работы по исследованию газифи-

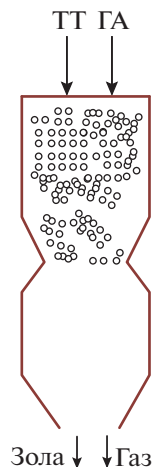


Рис. 3. Принципиальная схема газогенератора с газодинамическим перемещением рабочего тела.

кации твердых топлив в воздушно-кислородной среде. Так, в работе [33] определено оптимальное соотношение воздуха и кислорода (2.86–3.01), при котором достигается максимальная конверсия топлива и эффективность процесса газификации. В случае использования биомассы единичная мощность ограничена 25 МВт, что связано как с большим объемом потребления данного ресурса, так и с проблемами технического характера (невозможность работать на высоковлажном топливе, предварительная подготовка топлива, подача газифицирующего агента (кислорода), низкая температура плавления золы [34]. Стоит отметить, что проведенные эксперименты совместной газификации сельскохозяйственных отходов (4% по массе) и угля на электростанции ELCOGAS (Пуэртольяно ПГУ-ВЦГ, Испания) не повлияли на технические и экологические характеристики генераторного газа. Эксперименты по увеличению доли биомассы до 60% проведены только теоретически [35].

Газификация в потоке относится к экологически чистым технологиям, однако ее реализация сопровождается существенными капитальными и эксплуатационными затратами. Кроме того, стоит вопрос надежности работы станций ПГУ-ВЦГ из-за больших сроков строительства и небольшого периода реальной эксплуатации [36].

Стоит отметить, что в случае рассмотрения слоевых газогенераторов и газогенераторов с псевдоожиженным слоем остро стоит вопрос образования смолы в процессе газификации. Повышенный выход последней приводит к возникновению трудноудаляемых отложений на внутренних поверхностях оборудования, поломке клапанов и вентилях, перекрытию (закупорке) газоходов [37]. Жесткие требования к содержанию смолы и твердых частиц в газе предъявляются газопотребляющим оборудованием станции. В случае применения двигателя внутреннего сгорания содержание смолы в газе не должно превышать 100 мг/нм^3 , а твердых частиц — 50 мг/нм^3 ; для газовых турбин требования жестче — до 5 мг/нм^3 смолы и до 20 мг/нм^3 твердых частиц [38]. Очистка газа до требуемых условий является дорогостоящим и сложным процессом [39].

При использовании газогенераторов с газификацией в потоке необходимо решать вопросы очистки газов от NO_x и SO_x [40].

Анализ приведенных выше литературных источников показывает, что одноступенчатые процессы газификации твердого топлива широко исследовались в России и за рубежом на протяжении XX века и начала XXI. Они остаются основными при созда-

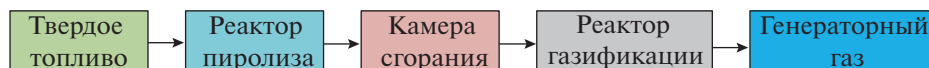


Рис. 4. Принципиальная схема организации ступенчатой газификации.

нии и проектировании современного газогенераторного оборудования, однако их совершенствование нецелесообразно, поскольку значительных изменений показателей эффективности не произойдет. Совершенствование происходит за счет внедрения современных технологий очистки генераторного газа от смолы, загрязняющих веществ и парниковых газов [41, 42].

Одним из путей совершенствования технологий газификации твердых топлив является разработка ступенчатых газогенераторов, в которых стадии газификации разделяются между собой и могут быть организованы в отдельных реакторах.

Одним из примеров реализации ступенчатого процесса является газогенератор с двойным циркулирующим кипящим слоем (рис. 2в). Данный газогенератор имеет два отдельных реактора с псевдоожиженным слоем, в одном проходит процесс газификации, в который подается газифицирующий агент (пар), а в другом происходит процесс горения, который осуществляется путем ввода в этот реактор воздуха. Преимуществом такого ступенчатого процесса является организация передачи тепла со второй ступени (реактор сгорания) в реактор газификации. При этом осуществляется транспорт частиц инертного материала и твердого топлива из одного реактора в другой, что позволяет увеличить степень конверсии топлива и улучшить характеристики генераторного газа. Однако уровень смолы в генераторном газе высок, что требует создания дополнительных систем очистки газа [23]. Данный тип газогенераторов практически не используется для газификации угля. Его применяют для газификации биомассы, отходов и со-газификации угля и биомассы. На 2018 год реализовано 7 проектов станций с газогенераторами данного типа, самой известной является станция Гюссинг (Gussing) (Австрия) [43].

Другим примером реализации ступенчатого процесса является сочетание слоевого газогенератора с реактором пиролиза. Принципиальная схема такого процесса представлена на рис. 4.

Камера сгорания осмоленного пиролизного газа может быть организована внутри газогенератора (газогенератор шахтного типа), либо вынесена в виде отдельного реактора. Шахтная организация ступенчатого процесса была реализована А.Ф. Рыжковым с соавторами, создавшими демонстрационную установку мощность 15 кВт(т) с трехступенчатым подводом газифицирующего агента [44].

Схема с разделением стадий по отдельным реакторам была предложена У. Хенриксоном [45], которая впоследствии была реализована в виде демонстрационной установки Viking мощностью 100 кВт(т) (20 кВт(э)) [46]. На первой стадии газогенератор использовал подвод тепла через стенку и шнековую транспортировку топлива через реактор, а количество вторичного дутья было недостаточным для полного сгорания промежуточного горючего газа. Химический КПД такого алло-автотермического процесса достигает 93%, тогда как в автотермических условиях оно не превышает 75–80% [47, 20]. Вращение шнека обеспечивает непрерывную механическую шуровку топлива, препятствующую его спеканию. Кроме того, содержание смолы в сыром газе находится на уровне 15 мг/нм³, такой газ можно использовать после его кондиционирования без дополнительной очистки.

Демонстрационный газогенератор Viking был масштабирован датской энергетической компанией Weiss до мощности 200 кВт(э) [48].

Конструкция аппарата Viking была доработана в 2004 г. Т. Кохом (компания ТКЕ, Дания): шнековый транспортер заменили на нижнюю подачу, камеру сгорания выделили в отдельную зону второго реактора, вторичное дутье оптимизировали. К пиролизеру подводится воздушное дутье, которое обеспечивает частичное сгорание топлива и работу данного реактора в автотермическом режиме [49]. Пилотная установка мощностью 2.3 МВт(т) установлена в г. Гьёль (Gjøl, Дания).

В настоящее время попытки масштабировать аппарат Viking до уровня 1–2 МВт(э) пока не увенчались успехом, а газогенератор ТКЕ мощностью 250 кВт(т) введен в строй в Японии, и идет проектирование установки мощностью 400 кВт(т). Тот факт, что установка ТКЕ в Японии введена в качестве аварийного энергоисточника на случай тайфунов и цунами, свидетельствует о ее высокой удельной стоимости. Пытаясь усовершенствовать установку Viking, в Австрии предложили вынести камеру сгорания в отдельный аппарат (Ф. Леттнер, Технологический университет, г. Грац).

Показано, что процесс ступенчатой газификации, при которой стадии пиролиза и газификации отделены друг от друга, обеспечивает благоприятные экологические показатели. КПД ступенчатой газификации при совместном производстве электричества и тепла достигает 80–85%, что на 10–20% выше, чем у традиционных одноступенчатых процессов [50].

Однако у данной конструкции имеется ряд недостатков: 1) низкая степень конверсии топлива, мелкие частицы которого проваливаются сквозь колосниковую решетку и уходят из слоя вместе с золой при шуровке; 2) неконтролируемое понижение газовой проницаемости слоя из-за накопления в нем мелких частиц, что может приводить к внештатной остановке газогенератора; 3) образование прогаров слоя из-за неравномерного распределения газа по сечению крупного реактора и неравномерной усадки слоя.

При реализации такого газогенератора на угле могут возникнуть следующие проблемы: 1. Возможность слипания частиц топлива в шнековом транспортере (пиролизере), ведущая к проворачиванию топлива вместе со шнеком; 2. Необходимость контроля высоты слоя топлива в реакторе; 3. Согласование скорости вращения шнека с поддержанием постоянного уровня топлива в реакторе. Поскольку при регулировании высоты слоя за счет скорости вращения шнека неизбежно меняется степень отсеечения, КПД процесса также должен изменяться. Поэтому для каждого вида твердого топлива (биомасса, уголь) существует некоторая оптимальная длина пиролизера-транспортера.

В связи с этим ни одна крупная установка, реализующая многоступенчатые процессы, не пошла в серийное производство, а те предложения, которые имеются на рынке, носят индивидуальный характер и направлены на создание газогенератора, работающего на определенном типе топлива, с минимальным колебанием технических характеристик (влажность, зольность), рассчитаны на определенную мощность и работу в фиксированной энергосистеме с учетом индивидуальных графиков нагрузки [51].

Единственным многоступенчатым газогенератором, запущенным в мелкосерийное производство, является разработка компании ALL Power Labs (США). Данный газогенератор имеет единичную мощность 25 кВт(э). Особенностью данного газогенератора является то, что в он поставляется сразу с двигателем внутреннего сгорания, который модифицирован для работы на горячем генераторном газе. Небольшой уровень смолы в газе обеспечивает организация трехступенчатого процесса газификации [52].

Таким образом, современный газогенератор должен отвечать следующим требованиям:

1. Обеспечивать получение экологически чистого генераторного газа с минимальным содержанием смолы и загрязняющих веществ;
2. Обладать высокой маневренностью, давать возможность следовать графику электрической и тепловой нагрузки;

3. Обеспечивать бесперебойную работу твердоотопливного реактора с минимальным изменением состава и расхода генераторного газа во время эксплуатации;
4. Эффективность конверсии химической энергии топлива в химическую энергию газа должна достигать 80–85%;
5. Процесс газификации должен быть, по возможности, малочувствительным к изменению свойств твердого топлива — влажности и гранулометрическому составу.

ГАЗИФИКАЦИЯ НИЗКОСОРТНЫХ ТВЕРДЫХ ТОПЛИВ, В ТОМ ЧИСЛЕ БИОМАССЫ И ТВЕРДЫХ КОММУНАЛЬНЫХ ОТХОДОВ

Большое разнообразие видов отходов — сельскохозяйственных, промышленных, бытовых — поспособствовало существенному расширению перечня газифицируемых материалов, которые можно отнести к категории низкосортных твердых топлив. Под собирательным термином низкосортных твердых топлив (НТТ) понимаются все твердые вещества способные гореть, которые в той или иной степени могут быть использованы вместо традиционных топлив из нефти и углей в энергетических установках [53]. Приведенное определение НТТ является общим и не отражает, по каким признакам можно отнести определенный вид топлива к какому-либо классу. Так, бурые угли, которые являются основным источником энергии на значительной территории РФ, в Западной Европе и США, причислены к НТТ.

В работе [54] приведены ключевые характеристики низкосортных твердых топлив. Наличие одной или нескольких из них позволяет отнести твердое топливо к низкосортному:

1. Высокая доля негорючей части (минеральная часть, влага), обуславливающая низкую по сравнению с качественными топливами теплотворную способность;
2. Наличие примесей (токсичных или радиоактивных), исключающих применение традиционных технологий сжигания;
3. Содержание кислорода в органической части, достаточное для внутреннего горения, которое приводит к снижению эффективности традиционных технологий вследствие смолообразования и сокращения управляемости;
4. Экономически ограниченный эффективный радиус заготовки;
5. Низкая концентрация по территории, повышающая затраты на извлечение и ограничивающая экономически эффективный радиус заготовки.

Перечисленные признаки НТТ являются относительными и вытекают из сравнения с качественным топливом. Следуя приведенным признакам, к низкосортному твердому топливу можно отнести: растительную и древесную биомассу, торф, угли с большим содержанием негорючей части, отходы лесной и угольной промышленности, шлам-лигнины гидролизного и целлюлозно-бумажного производства, твердые коммунальные отходы (ТКО) и др. [55, 56].

В своей работе Темелис с авторами обосновал, что ТКО является возобновляемым источником энергии [57]. При этом количество отходов с каждым годом возрастает. Так, производство ТКО в странах Европейского Союза составляла около 513 кг на душу населения в 2011 г., а к 2020 году эта цифра должна увеличиться на 45% [58].

Во многих странах разрабатываются технологии энергетической переработки ТКО (waste to energy) — сжигание, пиролиз, газификация [59]. В России переработка ТКО развивается в рамках национального проекта “Экология” Министерства природы, который подразумевает, что не менее 34% отходов должны быть направлены на утилизацию, а остальная часть — на вторичную переработку [60].

Газификация может быть применена для энергетической утилизации ТКО. Преимущественно используют газогенераторы с псевдоожиженным слоем и слоевые [61]. Трудности, возникающие при эксплуатации данных газогенераторов, приведены выше.

При энергетической переработке ТКО процесс газификации является лишь частью крупного технологического процесса по их утилизации, в котором основным процес-

сом является сортировка отходов. Более тщательная сортировка ТКО значительно повышает эффективность газификации. В первую очередь, разнородность отходов приводит к тому, что в результате газификации образуется генераторный газ переменного состава и теплотворной способности, повышенному выходу смолистых веществ, увеличению зольности [62].

В настоящее время в эксплуатации находится около 100 заводов, реализующих газификацию. Большинство этих заводов находится в Японии [63].

Основными факторами, ограничивающими использование технологий газификации ТКО, являются: 1) разнородный состав ТКО в разных странах, что влечет использование различных технологий подготовки ТКО (сортировка, сушка, измельчение и, как следствие этого, использование разных видов газогенераторов); 2) низкая экономическая эффективность, которая приводит к тому, что без поддержки правительств, программы по утилизации ТКО убыточны, что приводит к закрытию этих программ [64].

Другим видом НТТ является биомасса. В энергетическом плане под термином биомасса понимается общая масса деревьев, лесосечных отходов, отходов лесоперерабатывающих предприятий, кустарников, дикорастущих травянистых растений, сельскохозяйственных культур и отходов сельскохозяйственного производства, морских водорослей. Ежегодно образуется большое количество биомассы, которую необходимо утилизировать. Так, например, суммарная оценка объемов древесных отходов в России составляет 75–113 млн м³/год, а в перспективе до 2030 года может вырасти до 100–189 млн м³/год. Кроме того, в России накоплено около 1 млрд м³ древесных отходов, которые негативно воздействуют на окружающую среду в местах их локализации [65].

Основными причинами роста и высокого процента использования технологий газификации биомассы являются: рост энергопотребления в развивающихся и густонаселенных странах (Китай, Индия, Бразилия); значительные колебания мировых цен на углеводороды; тенденции к диверсификации энергоносителей в топливно-энергетическом балансе; развитие распределенной генерации энергии за счет использования местных топлив; экологическая безопасность (необходимость использования ресурсов возобновляемого твердого топлива, включая отходы) [66, 67]. Например, по данным Международного Энергетического Агентства в странах, входящих в Организацию экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), существует около 160 проектов, находящихся на разной стадии проектирования и строительства энергетических объектов, использующих технологии газификации биомассы. Однако, несмотря на большое количество проектов их практическая реализация происходит медленно и сталкивается с рядом проблем. Данный факт подтверждается тем, что реализация 46 проектов приостановлена [68]. Несмотря на то, что биомасса является одним из надежных и доступных возобновляемых источников энергии [69], она обладает рядом особенностей, затрудняющих ее использование в установках газификации.

Для биомассы характерна высокая влажность, высокая реакционная способность за счет высокого содержания кислорода в составе [70], низкая зольность. При этом зола характеризуется повышенными коррозионными и шлакующими свойствами за счет повышенного содержания щелочных металлов [71]. В результате газификации биомассы образуется значительное количество смолистых продуктов [72]. Стоит отметить, что мощность установок по газификации биомассы ограничена областью сбора и логистическими проблемами доставки [38]. Эти обстоятельства ухудшают эффективность и технико-экономические показатели энергетических установок.

Основные пути роста доли биомассы в электроэнергетике связаны с газификацией биомассы в составе гибридных энергосистем [73–76].

В значительной части работ, посвященных применению энергии биомассы в составе гибридных энергосистем, рассматривается технологическая схема, включающая получение тепловой энергии за счет солнечных коллекторов и прямого сжигания биомассы в котле, производство перегретого водяного пара и выработку энергии в паро-

вой турбине [77]. Применение технологии газификации в гибридных энергосистемах остается малоисследованным.

Основная проблема заключается в том, что при анализе гибридной энергосистемы с газификацией биомассы узел газификации рассматривается чрезвычайно упрощенно [78]. Практически не исследованы технологические режимы работы гибридной системы ВИЭ с газификацией биомассы, особенно переходные процессы при запуске, остановке и регулировании системы [79].

В связи с неравномерностью выработки энергии с помощью ВИЭ и графика нагрузки потребителя в гибридной системе необходимо наличие маневренных источников энергии и устройств для хранения энергии.

В схеме с газификацией биомассы в качестве основного источника энергии возможно применение газгольдеров для обеспечения буферного и резервного запаса генераторного газа. В работе [80] показано, что энергосистема, включающая и ветрогенератор и газогенератор на биомассе, экономически более предпочтительна, чем энергосистема, включающая ветрогенератор и дизельную электростанцию. В [81, 82] делается вывод о том, что газогенератор на биомассе является предпочтительным вариантом для электроснабжения удаленных изолированных сельских районов по сравнению с солнечными электростанциями и планами расширения электрической сети.

Таким образом, гибридные энергосистемы, включающие газогенераторы на биомассе, являются перспективными для использования в системах распределенной генерации энергии.

ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЯ

Газификация угля в установках малой (до 10 МВт) и средней мощности (10–25 МВт) практически не осуществляется, что обусловлено ратификацией Парижского соглашения по сокращению выбросов парниковых газов в атмосферу [83]. Кроме того, в случае использования воздушного дутья теплотворная способность и образующееся количество генераторного газа из биомассы выше, чем из угля, что обусловлено более высоким содержанием летучих веществ в составе биомассы. Для получения генераторного газа силового качества требуется паровоздушное, парокислородное или кислородное дутье. Для установок газификации угля малой и средней мощности использование системы воздухоразделения и очистки генераторного газа от серы приводит к значительному возрастанию капитальных и эксплуатационных затрат [84–86]. Однако, в настоящее время активизировались работы по созданию установок газификации угля средней мощности. Например, в США ведутся работы по технико-экономическому обоснованию установки слоевой со-газификации угля и древесной биомассы (Alaska Syngas project) с комбинированной выработкой тепла (15 МВт(т)) и электроэнергии (3.6 МВт(э)). При этом доля древесной биомассы, которую предполагается использовать в процессе газификации, не превышает 20% [87]. Другим примером является создание сотрудниками Института энергетических систем и технологий (Технический университет Дармштадта, Германия) совместно с ThyssenKrupp Industrial Solutions AG (Дортмунд, Германия) пилотной установки газификации бурого угля в псевдооживленном слое тепловой мощностью 500 кВт(т) – высокотемпературный газогенератор Винклера. С использованием данной установки ведутся работы по оптимизации параметров ведения процесса, тестируются различные системы газоочистки [88].

К настоящему времени газификация угля развивается в основном в части создания крупных энергетических установок с внутрицикловой газификацией парогазовых установок с внутрицикловой газификацией (ПГУ-ВЦГ). Данная технология относится к экологически чистым угольным технологиям и обеспечивает существенно более низкий уровень выбросов NOx и SOx по сравнению с паротурбинными угольными энергоблоками и сравнимы по этим показателям с газовыми ПГУ. По данным компа-

нии General Electric выбросы NO_x и SO_x для ПГУ-ВЦГ составляют в среднем на уровне 0.031 и 0.015 кг/(МВт · ч) соответственно, а для пылеугольных ТЭС на сверхкритических параметрах — 0.077 и 0.530 кг/(МВт · ч) соответственно [89, 90]. Однако большие капитальные и эксплуатационные затраты существенно сдерживают строительство таких установок. По данным Международного энергетического агентства капитальные и эксплуатационные затраты для ПГУ-ВЦГ мощностью 600–650 МВт в 2013 г. оценивались на уровне 4400 долл. 2012/кВт, в то же время для традиционных ПГУ со сверхкритическими параметрами данная величина равна 3246 долл. 2012/кВт. Это связано с большими затратами на собственные нужды ПГУ-ВЦГ, а именно острова газификации [91]. Одним из инструментов по снижению эксплуатационных затрат является переход на горячую газоочистку. Другим перспективным направлением развития ПГУ-ВЦГ является применение и совершенствование технологии улавливания и дальнейшего захоронения CO_2 (CCS — CO_2 capture and storage). Снижение доли CO_2 в выбросах позволит уменьшить платежи за выбросы парниковых газов, которые были установлены сначала Киотским протоколом, а потом пролонгированы Парижским соглашением в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата (2016 г.).

Существует несколько технологий CCS: улавливание углекислого газа после сжигания (post-combustion), перед сжиганием в камере сгорания (pre-combustion) и кислородное сжигание с рециркуляцией CO_2 [92].

Технология улавливания углерода после сжигания применяется в основном в парогазовых установках по сжиганию угля и в данном обзоре рассматриваться не будет [93].

Процесс улавливания CO_2 перед сжиганием протекает в три основные стадии: 1. Кислородная газификация угля; 2. Газофазная реакция водяного сдвига; 3. Сжигание генераторного газа с высоким содержанием водорода в газотурбинном или парогазовом цикле [94].

Использование данной технологии в ПГУ-ВЦГ приводит к потере КПД на 7–8% [95]. Однако она позволяет получать генераторный газ, обогащенный водородом, который может быть использован для производства электроэнергии в газовой турбине с комбинированным циклом или для нужд технологий водородной энергетики [96].

Кислородное сжигание с рекуперацией CO_2 обладает лучшими показателями для использования среди технологий CCS. Преимущество данной технологии заключается в том, что при очистке газа извлекают только CO_2 и ряд других кислых газов. Отсутствие азота в составе газифицирующего агента значительно снижает количество NO_x . Основной целью рециркуляции является снижение температуры горения до уровня, приемлемого для жаростойкости конструкционных материалов и плавкости золы. Высокое содержание CO_2 в составе существенно снижает затраты на улавливание [40]. Совершенствование данной технологии идет путем снижения энергозатрат и блока разделения воздуха. Однако она все равно является не конкурентноспособной по сравнению с другими технологиями улавливания по экономическим показателям [97].

Технологии CCS в зависимости от температуры процесса улавливания CO_2 делятся на низкотемпературную ($<200^\circ\text{C}$), среднетемпературную ($200\text{--}400^\circ\text{C}$) и высокотемпературную ($400\text{--}750^\circ\text{C}$). В низкотемпературных CCS для улавливания CO_2 используют жидкие (на основе метанола, NMP, Selexol и т.д.) и твердые (на основе оксидов металлов, аминов и т.д.) сорбенты. В средне- и высокотемпературных технологиях CCS для улавливания CO_2 используют твердые сорбенты (на основе соединений щелочных металлов) [98, 99].

Использование CCS с технологией pre-combustion в комбинации с современными технологиями очистки синтез-газа от загрязняющих веществ (соединений топливной серы (H_2S , COS), топливного азота (NH_3 , HCN), хлоридов и др.) и его сжигания в камере сгорания ПГУ-ВЦГ позволяет значительно улучшить экологические показатели всего технологического процесса ПГУ-ВЦГ и приблизиться (в перспективе — ниже) к

уровню выбросов ПГУ на природном газе. Например, для ПГУ-ВЦГ Kemper количество NO_x составляет $0.039 \text{ кг/МВт} \cdot \text{ч}$ и улавливается 99% от всех выбросов SO_x . Для типичной ПГУ на природном газе показатели по NO_x равны $0.030 \text{ кг/МВт} \cdot \text{ч}$, по SO_x — $0.001 \text{ кг/МВт} \cdot \text{ч}$. Однако стоимость установки ПГУ-ВЦГ с технологией CCS достаточно высока и составляет 6599 долл. 2012/кВт [91]. Таким образом, проблема мало- и безэмиссионной энергогенерации является одной из основных проблем современных ПГУ-ВЦГ.

Помимо исследования технологических схем с технологиями CCS, актуален вопрос использования в схемах ПГУ-ВЦГ перспективной технологии горячей газоочистки. Горячая газоочистка способствует снижению потерь в многозвенной технологической схеме ПГУ-ВЦГ, поскольку обеспечивает выравнивание температурного профиля генераторного газа ПГУ-ВЦГ в тракте “газогенератор-камера сгорания”, чему способствует повышение температурного уровня звеньев схемы и сокращение ступеней охлаждения-нагрева. При этом увеличивается термодинамическая эффективность цикла, поскольку снижаются потери энергии рабочего тела и потери располагаемой теплоты в теплообменном оборудовании. Кроме того, горячая газоочистка позволяет отказаться от организации предварительного подогрева синтез-газа перед сжиганием, что дает прирост термического КПД всего процесса ПГУ-ВЦГ до 3% [100, 101].

В настоящее время наблюдается успешное развитие технологии газификации угля с внутрицикловой газификацией, о чем свидетельствует создание и эксплуатация крупных установок ПГУ-ВЦГ в разных странах мира, например: Shell [102], GE [103], E-Gas [104], MHI [105], GreenGen [106], Kemper County [107].

В России работающих установок ПГУ-ВЦГ нет, а работы по данной теме несут больше исследовательский характер по улучшению работы отдельных узлов установки [108, 109].

Помимо развития внутрицикловой газификации интенсивно ведутся исследования в части более нетрадиционных методов газификации угля, среди которых можно выделить две технологии — подземная газификация и газификация в сверхкритической воде [110, 111]. Однако данные технологии далеки от практического применения в энергетике и в данном обзоре не рассматриваются.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе приведен обзор современных тенденций развития технологий газификации твердых топлив, анализ которых позволяет выделить основные.

1. Поскольку газогенераторы, работающие на разном виде топлива (уголь, биомасса, ТКО и пр.) реализуют в большинстве своем одни и те же принципы, то при их разработке с учетом современных требований необходимо учитывать следующие критерии: 1) получение экологически чистого генераторного газа с минимальным содержанием смолы и загрязняющих веществ; 2) высокая маневренность с возможностью следования графикам электрической и тепловой нагрузки; 3) бесперебойная работа твердотопливного реактора с минимальным изменением состава и расхода генераторного газа во время эксплуатации; 4) эффективность конверсии химической энергии топлива в химическую энергию газа должна достигать 80–85%; 5) процесс газификации должен быть, по возможности, малочувствительным к изменению свойств твердого топлива — влажности и крупности частиц.

2. Одноступенчатые газогенераторы достигли своего предела совершенствования, за которым существенное улучшение их эксплуатационных характеристик оказывается невозможным и нерентабельным. Дальнейший путь — это разработка и совершенствование многоступенчатых газогенераторов.

3. Рынок газогенераторов практически не развит. Отсюда вытекают высокие капитальные затраты на строительство газогенераторных электростанций.

4. В последнее время значительно расширился перечень газифицируемых материалов помимо традиционных угля и древесных отходов; газификации подвергают различные отходы производств, в том числе и ТКО.

5. Использование технологий газификации в составе гибридных систем распределенной генерации энергии для энергоснабжения децентрализованных и централизованных потребителей.

6. Совместная газификация угля и биомассы оказывается не эффективной поскольку доля замещения угля не может быть выше 20%.

7. Развитие чистых угольных технологий на базе газогенераторов с газификацией в потоке (ПГУ-ВЦГ)

8. Внедрение и совершенствование технологий CCS.

9. Использование ПГУ-ВЦГ совместно с технологий улавливания CO₂ перед сжиганием для получения водорода.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-18-50096.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Aslani A. et al.* Analysis of bioenergy technologies development based on life cycle and adaptation trends // *Renewable Energy*. 2018. V. 127. P. 1076–1086.
2. *Soltani S. et al.* Thermodynamic analyses of an externally fired gas turbine combined cycle integrated with a biomass gasification plant // *Energy Conversion and Management*. 2013. V. 70. P. 107–115.
3. <https://riarating.ru/regions/20180307/630084980.html>
4. *Chanphavong L., Zainal Z.A.* Characterization and challenge of development of producer gas fuel combustor: A review // *J. Energy Institute*. 2019. V. 92. № 5. P. 1577–1590.
5. *Марков В.А. и др.* Использование генераторного газа из биомассы в газопоршневых установках // *АвтоГазоЗаправочный Комплекс + альтернативное топливо*. 2017. Т. 16. № 10. С. 452–464.
6. *Kozlov A.N. et al.* Optimal Operation Control of PV-Biomass Gasifier-Diesel-Hybrid Systems using Reinforcement Learning Techniques // *Energies*. 2020. V. 13. № 10. P. 2632.
7. *Ruiz J.A. et al.* Biomass gasification for electricity generation: Review of current technology barriers // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013. V. 18. P. 174–183.
8. *La Villetta M., Costa M., Massarotti N.* Modelling approaches to biomass gasification: A review with emphasis on the stoichiometric method // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. V. 74. P. 71–88.
9. *Dong L., Liu H., Riffat S.* Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems—A literature review // *Applied thermal engineering*. 2009. V. 29. № 11–12. P. 2119–2126.
10. *Upadhyay D.S. et al.* Air-Steam gasification of lignite in a fixed bed gasifier: Influence of steam to lignite ratio on performance of downdraft gasifier // *Energy*. 2020. P. 118–187.
11. *Bacovsky D. et al.* Status of 2nd generation biofuels demonstration facilities in June 2010 // *IEA Bioenergy Task 39: Commercializing 1st and 2nd generation liquid biofuels from biomass*. 2010. V. 39. P. 1–126.
12. *Warnecke R.* Gasification of biomass: comparison of fixed bed and fluidized bed gasifier // *Biomass and bioenergy*. 2000. V. 18. № 6. P. 489–497.
13. *Basu P.* Biomass gasification and pyrolysis: practical design and theory. Academic press, 2010. 356 p.
14. *Кейко А.В. и др.* Исследование управляемости процессов слоевой термохимической конверсии твердого топлива // *Теплоэнергетика*. 2012. № 4. С. 40–48.
15. *Patra T.K., Sheth P.N.* Biomass gasification models for downdraft gasifier: A state-of-the-art review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. V. 50. P. 583–593.
16. *Bocci E. et al.* State of art of small scale biomass gasification power systems: a review of the different typologies // *Energy Procedia*. 2014. V. 45. P. 247–256.
17. *Susastriawan A.A.P. et al.* Small-scale downdraft gasifiers for biomass gasification: A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. V. 76. P. 989–1003.
18. *Simone M. et al.* Gasification of pelletized biomass in a pilot scale downdraft gasifier // *Bioresource Technology*. 2012. V. 116. P. 403–412.
19. *Hrbek J.* Status report on thermal biomass gasification in countries participating in IEA Bioenergy Task 33 // *Austria: Vienna University of Technology*. 2016.
20. *Svishchev D.A. et al.* A semi-empirical approach to the thermodynamic analysis of downdraft gasification // *Fuel*. 2016. V. 168. P. 91–106.
21. *Rajvanshi A.K.* Biomass gasification // *Alternative energy in agriculture*. 1986. V. 2. № 4. P. 82–102.

22. Zhang K. *et al.* Lignocellulosic biomass gasification technology in China // *Renewable Energy*. 2013. V. 49. P. 175–184.
23. Thomson R. *et al.* Clean syngas from small commercial biomass gasifiers; a review of gasifier development, recent advances and performance evaluation // *International J. Hydrogen Energy*. 2020 V. 45. № 41. P. 21087–21111.
24. Arena U. Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review // *Waste management*. 2012. V. 32. № 4. P. 625–639.
25. Sansaniwal S.K. *et al.* Recent advances in the development of biomass gasification technology: A comprehensive review // *Renewable and sustainable energy reviews*. 2017. V. 72. P. 363–384.
26. Bridgwater A.V. Renewable fuels and chemicals by thermal processing of biomass // *Chemical engineering journal*. 2003. V. 91. № 2–3. P. 87–102.
27. Rapagnà S. *et al.* Steam-gasification of biomass in a fluidised-bed of olivine particles // *Biomass and bioenergy*. 2000. V. 19. № 3. P. 187–197.
28. Zevenhoven-Onderwater M. *et al.* The ash chemistry in fluidised bed gasification of biomass fuels. Part I: predicting the chemistry of melting ashes and ash–bed material interaction // *Fuel*. 2001. V. 80. № 10. P. 1489–1502.
29. Vassilev S.V. *et al.* An overview of the composition and application of biomass ash. Part 1. Phase–mineral and chemical composition and classification // *Fuel*. 2013. V. 105. P. 40–76.
30. Bartels M. *et al.* Agglomeration in fluidized beds at high temperatures: Mechanisms, detection and prevention // *Progress in Energy and Combustion Science*. 2008. V. 34. № 5. P. 633–666.
31. Рыжков А.Ф. и др. Анализ технологических решений для ПГУ с внутрицикловой газификацией угля. 2016. 563 с.
32. Giuffrida A., Romano M.C., Lozza G. Thermodynamic analysis of air-blown gasification for IGCC applications // *Applied energy*. 2011. V. 88. № 11. P. 3949–3958.
33. Oh G. *et al.* Gasification of coal water mixture in an entrained-flow gasifier: effect of air and oxygen mixing ratio // *Applied Thermal Engineering*. 2018. V. 129. P. 657–664.
34. Tremel A. *et al.* Performance of entrained flow and fluidised bed biomass gasifiers on different scales // *Energy Conversion and Management*. 2013. V. 69. P. 95–106.
35. Sofia D. *et al.* Co-gasification of coal–petcoke and biomass in the Puertollano IGCC power plant // *Chemical Engineering Research and Design*. 2014. V. 92. № 8. P. 1428–1440.
36. Pérez-Fortes M. *et al.* Conceptual model and evaluation of generated power and emissions in an IGCC plant // *Energy*. 2009. V. 34. № 10. P. 1721–1732.
37. Zhang Z. *et al.* Barriers to commercialization development of crop straw gasification technology in China and promoting policy design // *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*. 2013. V. 8. № 3. P. 279–289.
38. Asadullah M. Barriers of commercial power generation using biomass gasification gas: A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. V. 29. P. 201–215.
39. Abdoulmoumine N. *et al.* A review on biomass gasification syngas cleanup // *Applied Energy*. 2015. V. 155. P. 294–307.
40. Kobayashi M., Nakao Y., Oki Y. Exhaust circulation into dry gas desulfurization process to prevent carbon deposition in an Oxy-fuel IGCC power generation // *Energy conversion and management*. 2014. V. 87. P. 1315–1323.
41. Adhikari S. *et al.* Biomass gasification producer gas cleanup // *Bioenergy Systems for the Future*. Woodhead Publishing, 2017. P. 541–557.
42. Zhang S. *et al.* The catalytic reforming of tar from pyrolysis and gasification of brown coal: Effects of parental carbon materials on the performance of char catalysts // *Fuel Processing Technology*. 2018. V. 174. P. 142–148.
43. Lundberg L., Pallarès D., Thunman H. Upscaling effects on char conversion in dual fluidized bed gasification // *Energy & fuels*. 2018. V. 32. № 5. P. 5933–5943.
44. Рыжков А.Ф. и др. Исследование процессов многозонной газификации биомассы // *Горение твердого топлива: Сб. докладов VI Всерос. конф. Новосибирск: Изд-во Института теплофизики СО РАН*. 2006. С. 126–136.
45. Henriksen U. *et al.* Gasification of straw in a two-stage gasifier // *8th European Conference on Biomass for Energy, Environment Agriculture and Industry*. Vienna. 1994.
46. Göbel B. *et al.* Status-2000 Hours of operation with the Viking gasifier // *Grafica Lito. ETA-Fluence & WIP-Munich*, 2004.
47. Hofmann P. *et al.* High temperature electrolyte supported Ni-GDC/YSZ/LSM SOFC operation on two-stage Viking gasifier product gas // *J. power sources*. 2007. V. 173. № 1. P. 357–366.
48. Bentzen J.D. *et al.* Upscale of the two-stage gasification // *Proc. 2nd world Conf. Technol. Exhib. biomass energy Ind.* 2004.
49. Babu S.P., Leader T. IEA Bioenergy Agreement Task 33: Thermal Gasification of Biomass Work Shop No. 1: Perspectives on Biomass Gasification. 2006. 46 p.
50. Heidenreich S., Foscolo P.U. New concepts in biomass gasification // *Progress in energy and combustion science*. 2015. V. 46. P. 72–95.
51. <https://www.valmet.com/energyproduction/gasification/>

52. <http://www.allpowerlabs.com/products/product-overview>
53. Данилов А.М., Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Альтернативные топлива: достоинства и недостатки. Проблемы применения // Российский химический журнал. 2003. Т. 47. № 6. С. 4–11.
54. Кейко А.В., Свищёв Д.А., Козлов А.Н. Газификация низкосортного твердого топлива: уровень и направления развития технологии. ИСЭМ СО РАН, 2007. 66 с.
55. Mätzing H. et al. Modelling grate combustion of biomass and low rank fuels with CFD application // Waste Management. 2018. V. 78. P. 686–697.
56. Hayashi J.I., Hosokai S., Sonoyama N. Gasification of low-rank solid fuels with thermochemical energy recuperation for hydrogen production and power generation // Process Safety and Environmental Protection. 2006. V. 84. № 6. P. 409–419.
57. Themelis N.J., Milrath K. The case for WTE as a renewable source of energy // North American Waste-to-Energy Conference. 2004. V. 3736. P. 15–22.
58. Ionescu G. et al. Integrated municipal solid waste scenario model using advanced pretreatment and waste to energy processes // Energy Conversion and Management. 2013. V. 76. P. 1083–1092.
59. Tobiasen L., Kamuk B. Waste to energy (WTE) systems for district heating // Waste to Energy Conversion Technology. Woodhead Publishing, 2013. P. 120–145.
60. https://www.mnr.gov.ru/activity/directions/natsionalnyy_proekt_ekologiya/
61. Rudra S., Tesfagaber Y.K. Future district heating plant integrated with municipal solid waste (MSW) gasification for hydrogen production // Energy. 2019. V. 180. P. 881–892.
62. Klinghoffer N.B., Castaldi M.J. Gasification and pyrolysis of municipal solid waste (MSW) // Waste to Energy Conversion Technology. Woodhead Publishing, 2013. P. 146–176.
63. Panepinto D. et al. Environmental performances and energy efficiency for MSW gasification treatment // Waste and Biomass Valorization. 2015. V. 6. № 1. P. 123–135.
64. Dong J. et al. Comparison of waste-to-energy technologies of gasification and incineration using life cycle assessment: Case studies in Finland, France and China // J. Cleaner Production. 2018. V. 203. P. 287–300.
65. Марченко О.В., Соломин С.В., Козлов А.Н. Возможности использования древесных отходов в энергетике России // Экология и промышленность России. 2019. Т. 23. № 6. С. 17–21.
66. Molino A., Chianese S., Musmarra D. Biomass gasification technology: The state of the art overview // J. Energy Chemistry. 2016. V. 25. № 1. P. 10–25.
67. Castaldi M. et al. Progress and prospects in the field of biomass and waste to energy and added-value materials // Waste and Biomass Valorization. 2017. V. 8. № 6. P. 1875–1884.
68. <http://www.ieatask33.org/content/about>
69. García R. et al. Biomass sources for thermal conversion. Techno-economical overview // Fuel. 2017. V. 195. P. 182–189.
70. Козлов А.Н. и др. Кинетический анализ термохимической конверсии твердых топлив (обзор) // Химия твердого топлива. 2017. № 4. С. 12–21.
71. Козлов А.Н., Свищёв Д.А. Превращение минеральной части древесного топлива в процессах термохимической конверсии // Химия твердого топлива. 2016. № 4. С. 22–27.
72. Hupa M., Karlström O., Vainio E. Biomass combustion technology development—It is all about chemical details // Proceedings of the Combustion Institute. 2017. V. 36. № 1. P. 113–134.
73. Situmorang Y.A. et al. Small-scale biomass gasification systems for power generation (<200 kW class): A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2020. V. 117. P. 109486.
74. Pradhan P. et al. A conceptual framework and techno-economic analysis of a pelletization-gasification based bioenergy system // Applied Energy. 2019. V. 249. P. 1–13.
75. Tiwary A., Spasova S., Williams I.D. A community-scale hybrid energy system integrating biomass for localised solid waste and renewable energy solution: Evaluations in UK and Bulgaria // Renewable energy. 2019. V. 139. P. 960–967.
76. Ahmad J. et al. Techno economic analysis of a wind-photovoltaic-biomass hybrid renewable energy system for rural electrification: A case study of Kallar Kahar // Energy. 2018. V. 148. P. 208–234.
77. Guo S. et al. A review on the utilization of hybrid renewable energy // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. V. 91. P. 1121–1147.
78. Singh A., Baredar P. Techno-economic assessment of a solar PV, fuel cell, and biomass gasifier hybrid energy system // Energy Reports. 2016. V. 2. P. 254–260.
79. González A., Riba J.R., Rius A. Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic—wind—biomass power system // Sustainability. 2015. V. 7. № 9. P. 12787–12806.
80. Munuswamy S., Nakamura K., Katta A. Comparing the cost of electricity sourced from a fuel cell-based renewable energy system and the national grid to electrify a rural health centre in India: A case study // Renewable Energy. 2011. V. 36. № 11. P. 2978–2983.
81. Banerjee R. Comparison of options for distributed generation in India // Energy Policy. 2006. V. 34. № 1. P. 101–111.
82. Mahapatra S., Dasappa S. Rural electrification: Optimising the choice between decentralised renewable energy sources and grid extension // Energy for Sustainable Development. 2012. V. 16. № 2. P. 146–154.
83. Bourget F. Paris Agreement.

84. Yang S. *et al.* Techno-economic analysis of coal-to-liquid processes with different gasifier alternatives // J. Cleaner Production. 2020. V. 253. P. 120006.
85. Dou B. *et al.* Research progress of hot gas filtration, desulphurization and HCl removal in coal-derived fuel gas: a review // Chemical Engineering Research and Design. 2012. V. 90. № 11. P. 1901–1917.
86. Müller M. Integration of hot gas cleaning at temperatures above the ash melting point in IGCC // Fuel. 2013. V. 108. P. 37–41.
87. Ward C. *et al.* Making coal relevant for small scale applications: Modular gasification for syngas/engine CHP applications in challenging environments // Fuel. 2020. V. 267. P. 117303.
88. Krause D. *et al.* HTWTM-gasification of high volatile bituminous coal in a 500 kWth pilot plant // Fuel. 2019. V. 250. P. 306–314.
89. Dodo S. *et al.* Dry low-NO_x combustion technology for novel clean coal power generation aiming at the realization of a low carbon society // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. 2015. V. 52. № 2. P. 24–31.
90. Ryzhkov A., Bogatova T., Gordeev S. Technological solutions for an advanced IGCC plant // Fuel. 2018. V. 214. P. 63–72.
91. <https://www.iea-coal.org/integrated-gasification-combined-cycle-igcc/>
92. Anwar M.N. *et al.* CO₂ capture and storage: a way forward for sustainable environment // J. environmental management. 2018. V. 226. P. 131–144.
93. Kanniche M. *et al.* Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO₂ capture // Applied Thermal Engineering. 2010. V. 30. № 1. P. 53–62.
94. Leung D.Y.C., Caramanna G., Maroto-Valer M.M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2014. V. 39. P. 426–443.
95. Wall T.F. Combustion processes for carbon capture // Proceedings of the combustion institute. 2007. V. 31. № 1. P. 31–47.
96. Cormos C.C., Starr F., Tzimas E. Use of lower grade coals in IGCC plants with carbon capture for the co-production of hydrogen and electricity // international journal of hydrogen energy. 2010. V. 35. № 2. P. 556–567.
97. Shi B. *et al.* Techno-economic analysis of oxy-fuel IGCC power plants using integrated intermittent chemical looping air separation // Energy Conversion and Management. 2019. V. 195. P. 290–301.
98. Descamps C., Bouallou C., Kanniche M. Efficiency of an Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) power plant including CO₂ removal // Energy. 2008. V. 33. № 6. P. 874–881.
99. Olivares-Marín M., Maroto-Valer M.M. Development of adsorbents for CO₂ capture from waste materials: a review // Greenhouse Gases: Science and Technology. 2012. V. 2. № 1. P. 20–35.
100. Giuffrida A., Romano M.C., Lozza G. Efficiency enhancement in IGCC power plants with air-blown gasification and hot gas clean-up // Energy. 2013. V. 53. P. 221–229.
101. Xiao Y. *et al.* Thermodynamic performance assessment of IGCC power plants with various syngas cleanup processes // J. Thermal Science. 2012. V. 21. № 5. P. 391–403.
102. Cormos C.C. Integrated assessment of IGCC power generation technology with carbon capture and storage (CCS) // Energy. 2012. V. 42. № 1. P. 434–445.
103. Jenkins S.D., Shafer J.R. Tampa Electric Companys Polk Power Station Integrated Gasification Combined Cycle Project. TECO Power Services Corp., Tampa, FL (United States), 1994. №. DOE/MC/27363-95/C0407; CONF-9411176-1.
104. Amick P. Case study: Wabash River Coal Gasification Repowering Project, USA // Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Technologies. Woodhead Publishing, 2017. P. 699–714.
105. Asano T. Case study: Nakoso IGCC power plant, Japan // Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Technologies. Woodhead Publishing, 2017. P. 799–815.
106. Xia C. *et al.* Prospect of near-zero-emission IGCC power plants to decarbonize coal-fired power generation in China: implications from the GreenGen project // J. Cleaner Production. 2020. P. 122615.
107. Newsome C. *et al.* Kemper County IGCC Final Public Design Report. Southern Company Services, Inc., 2018.
108. Рыжков А.Ф. и др. Модернизация поточного воздушного газификатора для твердотопливной парогазовой установки // Физика горения и взрыва. 2018. Т. 54. № 3. С. 96–103.
109. Абаимов Н.А., Рыжков А.Ф. Разработка модели поточной газификации угля и отработка аэродинамических механизмов воздействия на работу газогенераторов // Теплоэнергетика. 2015. № 11. С. 3–10.
110. Li H. *et al.* Improvement of resource recovery rate for underground coal gasification through the gasifier size management // J. Cleaner Production. 2020. P. 120911.
111. Chen Z. *et al.* Exergy analysis on the process with integrated supercritical water gasification of coal and syngas separation // Applied Thermal Engineering. 2018. V. 128. P. 1003–1008.

A Review of Current Trends in the Development of Solid Fuel Gasification Technologies

A. N. Kozlov*

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

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

Analysis of modern trends in the development of solid fuel gasification technologies shows that the current direction of development of gasifiers – along the path of introducing multi-stage processes. Determined the basic requirements for a modern gasifier, for its economic, technical and environmental efficiency. Demonstrated a significant expansion of the list of gasifiable materials due to the use of various industrial waste, including municipal solid waste. This fact is key in the development of hybrid power systems of distributed generation with gasification of locally available solid fuel. Meanwhile, coal gasification is developing due to clean coal technologies based on gasifier with flow gasification (integrated gasification combined cycle (IGCC)). To improve eco-efficiency of IGCC, gas cleaning systems and carbon dioxide capture and storage technology are being introduced and improved.

Keywords: biomass, municipal solid waste, coal, gasification, types of gasifiers, IGCC, hybrid energy systems

УДК 539.3

АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ И ФУНКЦИЯ ГРИНА ПЕРВОЙ КРАЕВОЙ ЗАДАЧИ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ В ОГРАНИЧЕННОЙ ОБЛАСТИ С ГРАНИЦЕЙ, ДВИЖУЩЕЙСЯ ПО КОРНЕВОЙ ЗАВИСИМОСТИ

© 2021 г. Г. С. Кротов*

*Академия труда и социальных отношений (АТИСО), Москва, Россия***e-mail: yamaths555@gmail.com*

Поступила в редакцию 07.11.2020 г.

После доработки 01.12.2020 г.

Принята к публикации 04.12.2020 г.

Развит метод функций Грина для уравнения нестационарной теплопроводности в ограниченной области с границей, движущейся по закону $\beta\sqrt{t}$. Метод приводит к точным аналитическим решениям краевых задач в условиях температурного нагрева. Получен явный вид функции Грина для первой краевой задачи в описанной выше области. Показана эквивалентность результатов, полученных с помощью метода функции Грина и другими методами.

Ключевые слова: функция Грина, первая краевая задача, нестационарная теплопроводность, уравнение теплопроводности, движущаяся граница, интегральное преобразование

DOI: 10.31857/S000233102101009X**ВВЕДЕНИЕ**

Нахождение решений задач нестационарной теплопроводности имеет как практический, так и сугубо научный интерес. Например, это касается различных вопросов термоупругости, гидромеханики, фазовых превращений, процессов диффузии, абляции, горения [1], [2]. Несмотря на хорошо развитую аналитическую теорию нестационарного тепломассопереноса и близких направлений, достигнутые за последнее время успехи в нахождении точных аналитических решений весьма незначительны. Среди них можно отметить, например, работы [3] и [4], в которых получены функции Грина и точные аналитические решения задачи нестационарной теплопроводности в различных областях.

Одной из целей данной работы является получение функции Грина первой краевой задачи в ограниченной области, граница которой движется по закону $\beta\sqrt{t}$. Нахождение этой функции в свою очередь позволяет выписать точное аналитическое решение в указанной области, которое также получено в текущей статье. Еще одной целью является показать согласованность результатов в ограниченной области $0 \leq x \leq \beta\sqrt{t}$, работы полученных методов функции Грина и методом рядов.

Для начала напомним метод функции Грина для ограниченной области с подвижной границей. Пусть $\bar{\Omega}_t = \{(x, t); 0 \leq x \leq y(t), t \geq 0\}$, где $y(t)$ – непрерывно дифференцируемая функция. Тогда температурное поле $T(x, t)$ может быть найдено в области Ω_t как результат решения задачи

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + f(x, t), \quad 0 < x < y(t), \quad t > 0, \quad (1)$$

$$T(x, t)|_{t=0} = \varphi_0(x), \quad 0 \leq x \leq y(0), \quad y(0) \geq 0, \quad (2)$$

$$T(x, t)|_{x=0} = \varphi_1(t), \quad t \geq 0, \quad (3)$$

$$T(x, t)|_{x=y(t)} = \varphi_2(t), \quad t \geq 0. \quad (4)$$

Функция Грина $G(x, t, x', \tau)$ для задачи (1)–(4) является решением

$$\frac{\partial G}{\partial t} = a \frac{\partial^2 G}{\partial t^2}, \quad 0 < x < y(t), \quad t > \tau, \quad (5)$$

$$G(x, t, x', \tau)|_{t=\tau} = \delta(x - x'), \quad 0 < x < y(\tau), \quad (6)$$

$$G(x, t, x', \tau)|_{x=0} = G(x, t, x', \tau)|_{t=y(x)} = 0, \quad t > \tau. \quad (7)$$

Интегральное представление (1)–(4) будет иметь вид

$$\begin{aligned} T(x, t) = & \int_0^{y(0)} T(x', \tau) G(x, t, x', \tau)|_{\tau=0} dx' + a \int_0^t \left[T(x', \tau) \frac{\partial G}{\partial x'} \right]_{x'=0} d\tau - \\ & - a \int_0^t \left[T(x', \tau) \frac{\partial G}{\partial x'} \right]_{x'=y(\tau)} d\tau + \int_0^t \int_0^{y(\tau)} f(x', \tau) G(x, t, x', \tau) d\tau dx'. \end{aligned} \quad (8)$$

Первая краевая задача в области $\Omega_t = \{(x, t); 0 \leq x \leq \beta\sqrt{t}, t \geq 0\}$

Температурное поле может быть найдено в результате решения задачи

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + f(x, t), \quad 0 < x < \beta\sqrt{t}, \quad t > 0, \quad (9)$$

$$T(x, t)|_{x=0} = \varphi_1(t), \quad t \geq 0, \quad (10)$$

$$T(x, t)|_{x=\beta\sqrt{t}} = \varphi_2(t), \quad t \geq 0. \quad (11)$$

Начальное условие (2) в этом случае не задается, так как при $t = 0$ область вырождается в точку. Функция Грина $G(x, t, x', \tau)$ для задачи (9)–(11) будет являться решением задачи

$$\frac{\partial G}{\partial t} = a \frac{\partial^2 G}{\partial t^2}, \quad 0 < x < \beta\sqrt{t}, \quad t > \tau, \quad (12)$$

$$G(x, t, x', \tau)|_{t=\tau} = \delta(x - x'), \quad 0 < x < \beta\sqrt{\tau}, \quad (13)$$

$$G(x, t, x', \tau)|_{x=0} = 0, \quad t > \tau, \quad (14)$$

$$G(x, t, x', \tau)|_{x=\beta\sqrt{t}} = 0, \quad t > \tau. \quad (15)$$

Интегральное представление будет иметь вид

$$T(x, t) = a \int_0^t \left[\left(T(x', \tau) \frac{\partial G}{\partial x'} \right)_{x'=0} - \left(T(x', \tau) \frac{\partial G}{\partial x'} \right)_{x'=\beta\sqrt{\tau}} \right] d\tau + \int_0^t d\tau \int_0^{\beta\sqrt{\tau}} f(x', \tau) G(x, t, x', \tau) dx'. \quad (16)$$

Функция Грина первой краевой задачи в области $\Omega_t = \{(x, t); 0 \leq x \leq \beta\sqrt{t}, t \geq 0\}$

Найдем аналитический вид функции Грина $G(x, t, x', \tau)$ задачи (12)–(15). Эту задачу можно переписать в эквивалентной форме

$$\frac{\partial G}{\partial t} = a \frac{\partial^2 G}{\partial x^2} + \delta(t - \tau) \delta(x - x'), \quad 0 < x < \beta\sqrt{t}, \quad t > \tau, \quad (17)$$

$$G(x, t, x', \tau)|_{t=0} = 0, \quad x \geq 0, \quad (18)$$

$$G(x, t, x', \tau)|_{x=0} = 0, \quad t > \tau, \quad (19)$$

$$G(x, t, x', \tau)|_{x=\beta\sqrt{t}} = 0, \quad t > \tau. \quad (20)$$

Введем переменные

$$x_1 = \frac{x}{\sqrt{2at}}, \quad \theta = \frac{1}{2} \ln t \left(t = e^{2\theta} \right). \quad (21)$$

Тогда задача (12)–(15) примет вид

$$\frac{\partial^2 G}{\partial x_1^2} + x_1 \frac{\partial G}{\partial x_1} = \frac{\partial G}{\partial \theta} - 2e^{2\theta} \delta(\sqrt{2a}x_1 e^\theta - x') \delta(e^{2\theta} - \tau), \quad (22)$$

$$0 < x_1 < \frac{\beta}{\sqrt{2a}}, \quad -\infty < \theta < +\infty.$$

$$G|_{x_1} = 0, \quad G|_{x_1=0} = 0, \quad \lim_{\theta \rightarrow -\infty} G = 0. \quad (23)$$

Перейдем в пространство изображений Фурье

$$\bar{G}(x_1, i\lambda, x', \tau) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} G(x_1, \theta, x', \tau) e^{-i\lambda\theta} d\theta. \quad (24)$$

Предварительно вычислим интеграл

$$I = 2 \int_{-\infty}^{+\infty} e^{2\theta} \delta(\sqrt{2a}x_1 e^\theta - x') \delta(e^\theta - \tau) e^{-i\lambda\theta} d\theta. \quad (25)$$

Принимая $e^{2\theta} = z$, из (22) и учитывая, что $dz = 2e^{2\theta} d\theta$ и $d\theta = \frac{dz}{2e^{2\theta}} = \frac{1}{2} z^{-1} dz$, получим

$$\begin{aligned} I &= 2 \int_{-\infty}^{+\infty} z \delta(x_1 \sqrt{2az} - x') \delta(z - \tau) z^{-\frac{i\lambda}{2}} \frac{1}{2} z^{-1} dz = \int_0^{+\infty} \delta(x_1 \sqrt{2az} - x') \delta(z - \tau) z^{-\frac{i\lambda}{2}} dz = \\ &= \delta(x_1 \sqrt{2a\tau} - x') \tau^{-\frac{i\lambda}{2}}. \end{aligned} \quad (26)$$

Применим теперь интегральное преобразование (24) к уравнению (22), считая $G \rightarrow 0$ при $\theta \rightarrow \infty$ и вводя обозначения $\beta_0 = \frac{\beta}{\sqrt{2a}}$, $\xi_0 = \frac{x'}{\sqrt{2a\tau}}$, получим

$$\frac{d^2 \bar{G}}{dx_1^2} + x_1 \frac{d\bar{G}}{dx_1} - i\lambda \bar{G} = -\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \delta(x_1 \sqrt{2a\tau} - x') \tau^{-\frac{i\lambda}{2}}, \quad (27)$$

$$\bar{G}|_{x_1=\beta_0} = 0, \quad \bar{G}|_{x_1=0} = 0. \quad (28)$$

Задача (27)–(28) эквивалентна следующей:

$$\bar{G}'' + x_1 \bar{G}' - i\lambda \bar{G} = 0, \quad (29)$$

$$\bar{G}|_{x_1=\beta_0} = 0, \quad (30)$$

$$\bar{G}|_{x_1=0} = 0, \quad (31)$$

$$\bar{G}|_{x_1=\xi_0-0} = \bar{G}|_{x_1=\xi_0+0}, \quad (32)$$

$$\left. \frac{d\bar{G}}{dx_1} \right|_{x_1=\xi_0-0} - \left. \frac{d\bar{G}}{dx_1} \right|_{x_1=\xi_0+0} = \frac{1}{2\sqrt{a\pi}} \tau^{\frac{1}{2}(i\lambda+1)}. \quad (33)$$

Вопрос эквивалентности задач (27)–(28) и (29)–(33) подробно рассмотрен в [3].

Уравнение (29) является уравнением Вебера, частными решениями которого являются функции

$$\begin{cases} e^{\frac{-x_1^2}{4}} D_{-1-i\lambda}(x_1), & e^{\frac{-x_1^2}{4}} D_{-1-i\lambda}(-x_1), \\ e^{\frac{-x_1^2}{4}} D_{i\lambda}(ix_1), & e^{\frac{-x_1^2}{4}} D_{i\lambda}(-ix_1), \end{cases} \quad (34)$$

где $D_\nu(z)$ – функция параболического цилиндра. Функции $D_\nu(z)$ и $D_\nu(-z)$ – линейно независимы, если ν не является целым числом, а функции $D_{-1-\nu}(z)$ и $D_\nu(\pm iz)$ линейно независимы при $\forall \nu$ [8]. Каждая функция из (34) может быть выражена линейно через две другие. Поэтому в качестве общего решения уравнения (29) можно взять любую пару линейно независимых функций (34), например, первую и третью. Тогда решение уравнения (29) примет вид:

$$\bar{G} = e^{\frac{-x_1^2}{4}} [c_1 D_{-1-i\lambda}(x_1) + c_2 D_{i\lambda}(ix_1)], \quad 0 < x_1 < \xi_0, \quad (35)$$

$$\bar{G} = e^{\frac{-x_1^2}{4}} [c_3 D_{-1-i\lambda}(x_1) + c_4 D_{i\lambda}(ix_1)], \quad \xi_0 < x_1 < \beta_0. \quad (36)$$

Используя условия (32) и (33), получим систему

$$\begin{cases} c_1 D_{-1-i\lambda}(\xi_0) + c_2 D_{i\lambda}(i\xi_0) = c_3 D_{-1-i\lambda}(\xi_0) + c_4 D_{i\lambda}(i\xi_0), \\ c_1 \left[-\frac{x_1}{2} D_{-1-i\lambda}(x_1) + \frac{dD_{-1-i\lambda}(x_1)}{dx_1} \right]_{x_1=\xi_0-0} + c_2 \left[-\frac{x_1}{2} D_{i\lambda}(ix_1) + \frac{dD_{i\lambda}(ix_1)}{dx_1} \right]_{x_1=\xi_0-0} = \\ = c_3 \left[-\frac{x_1}{2} D_{-1-i\lambda}(x_1) + \frac{dD_{-1-i\lambda}(x_1)}{dx_1} \right]_{x_1=\xi_0+0} + c_4 \left[-\frac{x_1}{2} D_{i\lambda}(ix_1) + \frac{dD_{i\lambda}(ix_1)}{dx_1} \right]_{x_1=\xi_0+0} + \\ + \frac{1}{2\sqrt{a\pi}} e^{\frac{\xi_0^2}{4}} \tau^{\frac{1}{2}(i\lambda+1)}. \end{cases} \quad (37)$$

Найдем выражения постоянных c_1, c_2 через c_3, c_4 . Для этого воспользуемся методом Крамера и выражением для вронскиана функции параболического цилиндра [9]

$$D_\nu(z) \frac{d}{dz} D_{-\nu-1}(iz) - D_{-\nu-1}(iz) \frac{d}{dz} D_\nu(z) = -ie^{\frac{-\nu\pi}{2}}. \quad (38)$$

Получаем $c_1 = \frac{\Delta_1}{\Delta}, c_2 = \frac{\Delta_2}{\Delta}$, где

$$\Delta = \left[\begin{array}{c} D_{-1-i\lambda}(x_1) \\ -\frac{x_1}{2} D_{-1-i\lambda}(x_1) + \frac{dD_{-1-i\lambda}(x_1)}{dx_1} \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} D_{i\lambda}(ix_1) \\ -\frac{x_1}{2} D_{i\lambda}(ix_1) + \frac{dD_{i\lambda}(ix_1)}{dx_1} \end{array} \right] \Big|_{x_1=\xi_0+0} = e^{\frac{\lambda\pi}{2}}, \quad (39)$$

$$\Delta_1 = \left[\begin{array}{c} [c_3 D_{-1-i\lambda}(x_1) + c_4 D_{i\lambda}(ix_1)] \Big|_{x_1=\xi_0+0} \\ c_3 \left[-\frac{x_1}{2} D_{-1-i\lambda}(x_1) + \frac{dD_{-1-i\lambda}(x_1)}{dx_1} \right] \Big|_{x_1=\xi_0+0} + \\ + c_4 \left[-\frac{x_1}{2} D_{i\lambda}(ix_1) + \frac{dD_{i\lambda}(ix_1)}{dx_1} \right] \Big|_{x_1=\xi_0+0} + \left[-\frac{x_1}{2} D_{i\lambda}(ix_1) + \frac{dD_{i\lambda}(ix_1)}{dx_1} \right] \Big|_{x_1=\xi_0-0} + \\ + \frac{1}{2\sqrt{a\pi}} e^{\frac{\xi_0^2}{4}\tau} \frac{1}{2}(i\lambda+1) \end{array} \right] D_{i\lambda}(ix_1) \Big|_{x_1=\xi_0-0}, \quad (40)$$

$$\Delta_2 = \left[\begin{array}{c} D_{-1-i\lambda}(x_1) \Big|_{x_1=\xi_0-0} \\ -\frac{x_1}{2} D_{-1-i\lambda}(x_1) + \frac{dD_{-1-i\lambda}(x_1)}{dx_1} \Big|_{x_1=\xi_0-0} \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} [c_3 D_{-1-i\lambda}(x_1) + c_4 D_{i\lambda}(ix_1)] \Big|_{x_1=\xi_0+0} \\ c_3 \left[-\frac{x_1}{2} D_{-1-i\lambda}(x_1) + \frac{dD_{-1-i\lambda}(x_1)}{dx_1} \right] \Big|_{x_1=\xi_0+0} + \\ + c_4 \left[-\frac{x_1}{2} D_{i\lambda}(ix_1) + \frac{dD_{i\lambda}(ix_1)}{dx_1} \right] \Big|_{x_1=\xi_0+0} + \\ + \frac{1}{2\sqrt{a\pi}} e^{\frac{\xi_0^2}{4}\tau} \frac{1}{2}(i\lambda+1) \end{array} \right]. \quad (41)$$

Преобразовывая далее (40 и (41), находим

$$\Delta_1 = e^{\frac{\lambda\pi}{2}} c_3 - D_{i\lambda}(i\xi_0) e^{\frac{\xi_0^2}{4}\tau} \frac{1}{2}(i\lambda+1), \quad (42)$$

$$\Delta_2 = e^{\frac{\lambda\pi}{2}} c_4 + D_{-1-i\lambda}(\xi_0) e^{\frac{\xi_0^2}{4}\tau} \frac{1}{2}(i\lambda+1). \quad (43)$$

Откуда получаем

$$c_1 = c_3 - D_{i\lambda}(i\xi_0) e^{\frac{\xi_0^2}{4}\tau} \frac{\lambda\pi}{2} \frac{1}{2}(i\lambda+1), \quad (44)$$

$$c_2 = c_4 + D_{-1-i\lambda}(\xi_0) e^{\frac{\xi_0^2}{4}\tau} \frac{\lambda\pi}{2} \frac{1}{2}(i\lambda+1). \quad (45)$$

Используя условия (30) $\bar{G}|_{x_1=\beta_0} = 0$ и (31) $\bar{G}|_{x_1=0} = 0$ получаем систему на c_3 и c_4 :

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[c_3 - D_{i\lambda}(i\xi_0) e^{\frac{\xi_0^2}{4}\tau} \frac{\lambda\pi}{2} \frac{1}{2}(i\lambda+1) \right] D_{-1-i\lambda}(0) + \left[c_4 + D_{-1-i\lambda}(\xi_0) e^{\frac{\xi_0^2}{4}\tau} \frac{\lambda\pi}{2} \frac{1}{2}(i\lambda+1) \right] D_{i\lambda}(0) = 0, \\ c_3 D_{-1-i\lambda}(\beta_0) + c_4 D_{i\lambda}(i\beta_0) = 0. \end{array} \right. \quad (46)$$

Следовательно,

$$c_3 = D_{i\lambda}(i\beta_0) \frac{e^{\frac{\xi_0^2 + \lambda\pi}{2} \tau} \tau^{-\frac{1}{2}(i\lambda+1)}}{2\sqrt{a\pi}} \frac{D_{i\lambda}(i\xi_0) D_{-1-i\lambda}(0) - D_{-1-i\lambda}(\xi_0) D_{i\lambda}(0)}{D_{i\lambda}(i\xi_0) D_{-1-i\lambda}(0) - D_{-1-i\lambda}(\xi_0) D_{i\lambda}(0)} \quad (47)$$

или

$$c_3 = \frac{e^{\frac{\xi_0^2 + \lambda\pi}{2} \tau} \tau^{-\frac{1}{2}(i\lambda+1)} D_{i\lambda}(i\beta_0)}{2\sqrt{a\pi} [D_{i\lambda}(i\beta_0) D_{-1-i\lambda}(0) - D_{-1-i\lambda}(\beta_0) D_{i\lambda}(0)]} [D_{-1-i\lambda}(0) D_{i\lambda}(i\xi_0) - D_{i\lambda}(0) D_{-1-i\lambda}(\xi_0)]. \quad (48)$$

Так как $c_4 = -c_3 \frac{D_{-1-i\lambda}(\beta_0)}{D_{i\lambda}(i\beta_0)}$, то

$$c_4 = -\frac{e^{\frac{\xi_0^2 + \lambda\pi}{2} \tau} \tau^{-\frac{1}{2}(i\lambda+1)} D_{-1-i\lambda}(i\beta_0)}{2\sqrt{a\pi} D_{i\lambda}(i\beta_0) D_{-1-i\lambda}(0) - D_{-1-i\lambda}(\beta_0) D_{i\lambda}(0)} [D_{-1-i\lambda}(0) D_{i\lambda}(i\xi_0) - D_{-1-i\lambda}(\xi_0) D_{i\lambda}(0)]. \quad (49)$$

Подставляя (48) и (49) в (44) и (45) находим c_1, c_2 :

$$c_1 = \frac{e^{\frac{\xi_0^2 + \lambda\pi}{2} \tau} \tau^{-\frac{1}{2}(i\lambda+1)} D_{i\lambda}(0) [D_{-1-i\lambda}(\beta_0) D_{i\lambda}(i\xi_0) - D_{i\lambda}(i\beta_0) D_{-1-i\lambda}(\xi_0)]}{2\sqrt{a\pi} D_{i\lambda}(i\beta_0) D_{-1-i\lambda}(0) - D_{-1-i\lambda}(\beta_0) D_{i\lambda}(0)}, \quad (50)$$

$$c_2 = \frac{e^{\frac{\xi_0^2 + \lambda\pi}{2} \tau} \tau^{-\frac{1}{2}(i\lambda+1)} D_{-1-i\lambda}(0) [-D_{-1-i\lambda}(\beta_0) D_{i\lambda}(i\xi_0) + D_{i\lambda}(i\beta_0) D_{-1-i\lambda}(\xi_0)]}{2\sqrt{a\pi} D_{i\lambda}(i\beta_0) D_{-1-i\lambda}(0) - D_{-1-i\lambda}(\beta_0) D_{i\lambda}(0)}. \quad (51)$$

Тогда решение задачи (29)–(33) примет вид

$$\bar{G} = \begin{cases} \frac{e^{\frac{\xi_0^2 + \lambda\pi}{2} \tau} \tau^{-\frac{1}{2}(i\lambda+1)}}{2\sqrt{a\pi}} \frac{D_{-1-i\lambda}(\beta_0) D_{i\lambda}(i\xi_0) - D_{i\lambda}(i\beta_0) D_{-1-i\lambda}(\xi_0)}{D_{i\lambda}(i\beta_0) D_{-1-i\lambda}(0) - D_{-1-i\lambda}(\beta_0) D_{i\lambda}(0)} [D_{-1-i\lambda}(x_1) D_{i\lambda}(i\xi_0) - \\ - D_{i\lambda}(ix_1) D_{-1-i\lambda}(0)], & 0 < x_1 < \xi_0, \\ \frac{e^{\frac{\xi_0^2 + \lambda\pi}{2} \tau} \tau^{-\frac{1}{2}(i\lambda+1)}}{2\sqrt{a\pi}} \frac{D_{-1-i\lambda}(0) D_{i\lambda}(i\xi_0) - D_{i\lambda}(0) D_{-1-i\lambda}(\xi_0)}{D_{i\lambda}(i\beta_0) D_{-1-i\lambda}(0) - D_{-1-i\lambda}(\beta_0) D_{i\lambda}(0)} [D_{-1-i\lambda}(x_1) D_{i\lambda}(i\beta_0) - \\ - D_{i\lambda}(ix_1) D_{-1-i\lambda}(\beta_0)], & \xi_0 < x_1 < \beta_0. \end{cases} \quad (52)$$

Используя замену (21) и применяя обратное преобразование Фурье

$$\begin{aligned} G(x_1, t, x', \tau) &= G(x_1, \theta, x', \tau) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} \bar{G}(x_1, i\lambda, x', \tau) e^{i\lambda\theta} d\lambda = \\ &= -\frac{i}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} \bar{G}(x_1, i\lambda, x', \tau) e^{i\lambda\theta} d(i\lambda) = -\frac{i}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} \int \bar{G}(x_1, p, x', \tau) e^{p\theta} dp = \\ &= -\frac{i}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} \bar{G}(x_1, p, x', \tau) e^{\frac{p}{2} \ln t} dp = -\frac{i}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} \bar{G}(x_1, p, x', \tau) e^{p/2} dp \end{aligned}$$

к решению (52), получаем

$$G(x_1, t, \xi_0, \tau) = \frac{e^{\frac{\xi_0^2 - x_1^2}{4}}}{2\pi i \sqrt{2a\tau}} \int_{-i\infty}^{+i\infty} \frac{D_p(i\xi_0) D_{-p-1}(\beta_0) - D_p(i\beta_0) D_{-p-1}(\xi_0)}{D_p(i\beta_0) D_{-p-1}(0) - D_p(0) D_{-p-1}(\beta_0)} \times \\ \times [D_p(0) D_{-p-1}(x_1) - D_{-p-1}(0) D_p(ix_1)] e^{\frac{\pi}{2} pi \left(\frac{t}{\tau}\right)^2} dp. \quad (53)$$

В переменных x, x', t, τ функция Грина (53) будет записана в виде

$$G(x, t, x', \tau) = \frac{e^{\frac{1}{8a} \left[\frac{x'^2}{\tau} - \frac{x^2}{t} \right]}}{2\pi i \sqrt{2a\pi\tau}} \int_{-i\infty}^{+i\infty} \frac{D_p\left(\frac{ix'}{\sqrt{2a\tau}}\right) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_{-p-1}\left(\frac{x'}{\sqrt{2a\tau}}\right) D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right)}{D_{-p-1}\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0) - D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right)} \times \\ \times \left[D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{-p-1}(0) D_p\left(i\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) \right] e^{\frac{\pi}{2} pi \left(\frac{t}{\tau}\right)^2} dp. \quad (54)$$

Целью дальнейших преобразований будет получение аналитического вида функции Грина задачи (29)–(33) в виде ряда. Для этого, используя согласно [8]

$$D_p(z) = \frac{\Gamma(p+1)}{\sqrt{2\pi}} \left[e^{\frac{\pi}{2} pi} D_{-p-1}(iz) - e^{-\frac{\pi}{2} pi} D_{-p-1}(-iz) \right], \quad (55)$$

получаем

$$G(x_1, t, \xi_0, \tau) = \frac{e^{\frac{\xi_0^2 - x_1^2}{4}}}{4\pi i \sqrt{a\pi\tau}} \int_{-i\infty}^{+i\infty} \Gamma(p+1) \frac{D_{-p-1}(-\xi_0) D_{-p-1}(\beta_0) - D_{-p-1}(\xi_0) D_{-p-1}(-\beta_0)}{D_{-p-1}(-\beta_0) - D_{-p-1}(\beta_0)} \times \\ \times [D_{-p-1}(x_1) - D_{-p-1}(-x_1)] \left(\frac{t}{\tau}\right)^{\frac{p}{2}} dp. \quad (56)$$

В переменных x, x', t, τ (56) примет вид

$$G(x, t, x', \tau) = \frac{e^{\frac{1}{8a} \left[\frac{x'^2}{\tau} - \frac{x^2}{t} \right]}}{4\pi i \sqrt{a\pi\tau}} \int_{-i\infty}^{+i\infty} \Gamma(p+1) \times \\ \times \frac{D_{-p-1}\left(-\frac{x'}{\sqrt{2a\tau}}\right) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_{-p-1}\left(\frac{x'}{\sqrt{2a\tau}}\right) D_{-p-1}\left(-\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right)}{D_{-p-1}\left(-\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right)} \times \\ \times \left[D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{-p-1}\left(-\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) \right] \left(\frac{t}{\tau}\right)^{\frac{p}{2}} dp. \quad (57)$$

Пусть

$$F(p) = \Gamma(p+1) \frac{D_{-p-1}(-\xi_0) D_{-p-1}(\beta_0) - D_{-p-1}(\xi_0) D_{-p-1}(-\beta_0)}{D_{-p-1}(-\beta_0) - D_{-p-1}(\beta_0)} \times \\ \times [D_{-p-1}(x_1) - D_{-p-1}(-x_1)] \left(\frac{t}{\tau}\right)^{\frac{p}{2}}.$$

Так как функция $D_p(z)$ является целой функцией переменного z и параметра p , то подынтегральная функция $F(p)$ является аналитической во всей комплексной плоскости p , за исключением простых полюсов в точках $p = -n (n = 1, 2, 3, \dots)$ и в точках $p = p_n$, где p_n – нецелые корни уравнения

$$D_{-p-1}(-\beta_0) - D_{-p-1}(\beta_0) = 0. \quad (58)$$

Решение уравнений типа (58) представляет собой самостоятельную задачу. Насколько известно автору работы [5] и [6] являются первыми, рассматривающими этот вопрос. Далее по теореме о вычетах

$$G(x_1, t, \xi_0, \tau) = \frac{e^{\frac{\xi_0^2}{4} - \frac{x_1^2}{4}}}{4\pi i \sqrt{a\pi\tau}} \left(2\pi i \left[\sum_{n=1}^{\infty} \operatorname{res}_{p=-n} F(p) + \sum_{n=1}^{\infty} \operatorname{res}_{p=p_n} F(p) \right] \right). \quad (59)$$

Используя свойства функции параболического цилиндра при целых p , а также пользуясь соотношениями для функции Эрмита [8]

$$D_n(z) = e^{-\frac{z^2}{4}} {}_2F_n\left(\frac{z}{\sqrt{2}}\right),$$

$$\sum_{n=0}^{\infty} \frac{H_n(x) H_n(y)}{2^n n!} t^n = (1-t^2)^{-\frac{1}{2}} \exp\left(\frac{2xyt - (x^2 + y^2)t^2}{1-t^2}\right), \quad |t| < 1,$$

$$H_n(-z) = (-1)^n H_n(z); \quad D_n(-z) = (-1)^n D_n(z);$$

$$\lim_{p \rightarrow -n} (p+n) \Gamma(p+1) = \frac{(-1)^{n-1}}{(n-1)!}, \quad n = 1, 2, \dots,$$

получаем, что первая сумма в (59) равна нулю. Это означает, что функция Грина имеет следующий вид

$$G(x_1, t, x', \tau) = \frac{e^{\frac{\xi_0^2}{4} - \frac{x_1^2}{4}}}{2\sqrt{a\pi\tau}} \sum_{n=1}^{\infty} \operatorname{res}_{p=p_n} F(p) = \frac{e^{\frac{\xi_0^2}{4} - \frac{x_1^2}{4}}}{2\sqrt{a\pi\tau}} \sum_{n=1}^{\infty} \Gamma(p_n+1) \times$$

$$\times \frac{D_{-p_n-1}(-\xi_0) D_{-p_n-1}(\beta_0) - D_{-p_n-1}(\xi_0) D_{-p_n-1}(-\beta_0)}{\frac{\partial}{\partial p} [D_{-p-1}(-\beta_0) - D_{-p-1}(\beta_0)]|_{p=p_n}} [D_{-p_n-1}(x_1) - D_{-p_n-1}(-x_1)] \left(\frac{t}{\tau}\right)^{\frac{p_n}{2}}, \quad (60)$$

где p_n – действительные отрицательные нецелые корни уравнения (58).

Переходя к переменным x, x', t, τ в (60), получаем функцию Грина в виде ряда

$$G(x, t, x', \tau) = \frac{e^{\frac{1}{8a} \left(\frac{x'^2}{\tau} - \frac{x^2}{t} \right)}}{2\sqrt{a\pi\tau}} \sum_{n=1}^{\infty} \Gamma(p_n+1) \times$$

$$\times \frac{D_{-p_n-1}\left(-\frac{x'}{\sqrt{2a\tau}}\right) D_{-p_n-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_{-p_n-1}\left(-\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p_n-1}\left(\frac{x'}{\sqrt{2a\tau}}\right)}{\frac{\partial}{\partial p} \left[D_{-p-1}\left(-\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) \right]|_{p=p_n}} \times$$

$$\times \left[D_{-p_n-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{-p_n-1}\left(-\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) \right] \left(\frac{t}{\tau}\right)^{\frac{p_n}{2}}, \quad (61)$$

где p_n – действительные отрицательные нецелые корни уравнения (58).

Подведем итог этой части работы. Формулы (54) и (57) – явный вид функции Грина первой краевой задачи в области $\Omega_t = \{(x, t); 0 \leq x \leq \beta\sqrt{t}, t \geq 0\}$ в интегральной форме, а формула (61) – в виде ряда.

Приложение. Согласованность результатов. Вопрос согласованности результатов, полученных разными методами, играет очень важную роль. В связи с этим в качестве приложения результатов этой работы найдем с помощью описанного выше метода температурную функцию, полученную в известной работе Э.М. Карташова и Б.Я. Любова [7] с помощью метода рядов. Метод рядов является очень мощным инструментом и среди прочего позволяет решить краевую задачу (1)–(4) при условии, что функции $\varphi_1(t)$ и $\varphi_2(t)$ допускают разложение в виде рядов

$$\varphi_1(t) = \sum_{k=-\infty}^{k=+\infty} b_k t^{\frac{k}{n}}, \quad t > 0, \quad (62)$$

$$\varphi_2(t) = \sum_{k=-\infty}^{k=+\infty} c_k t^{\frac{k}{m}}, \quad t > 0. \quad (63)$$

В этом случае, согласно [7], решение в области

$$\Omega_t = \{(x, t); 0 \leq x \leq \gamma\sqrt{2at}, t \geq 0\} \quad (64)$$

имеет вид

$$\begin{aligned} T(x, t) = e^{-\frac{x^2}{8at}} & \left[\sum_{k=-\infty}^{k=+\infty} b_k \frac{D_{-\frac{k}{n}-1}(\gamma) D_{\frac{k}{n}}\left(i \frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{\frac{k}{n}}(i\gamma) D_{-\frac{k}{n}-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right)}{D_{-\frac{k}{n}-1}(\gamma) D_{\frac{k}{n}}(0) - D_{\frac{k}{n}}(i\gamma) D_{-\frac{k}{n}-1}(0)} t^{\frac{k}{n}} + \right. \\ & \left. + e^4 \sum_{k=-\infty}^{k=+\infty} c_k \frac{D_{\frac{k}{m}}(0) D_{-\frac{k}{m}-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{-\frac{k}{m}-1}(0) D_{\frac{k}{m}}\left(i \frac{x}{\sqrt{2at}}\right)}{D_{-\frac{k}{m}-1}(\gamma) D_{\frac{k}{m}}(0) - D_{\frac{k}{m}}(i\gamma) D_{-\frac{k}{m}-1}(0)} t^{\frac{k}{m}} \right]. \quad (65) \end{aligned}$$

Используя интегральное представление температурного поля (16), а также явный вид полученной функции Грина (54) покажем, что решение (65) может быть получено и с помощью приведенного выше подхода. Согласно ему температурная функция при граничных условиях (62) и (63) будет представлена в виде

$$T(x, t) = a \int_0^t \sum_{k=-\infty}^{k=+\infty} \left[b_k \tau^{\frac{k}{n}} \frac{\partial G}{\partial x'} \Big|_{x'=0} - c_k \tau^{\frac{k}{m}} \frac{\partial G}{\partial x'} \Big|_{x'=\beta\sqrt{\tau}} \right] d\tau. \quad (66)$$

Очевидно, что для ее получения потребуется найти частные производные $\frac{\partial G}{\partial x'}$ на границах области. Для удобства найдем эти частные производные в области

$\Omega_t = \{(x, t); 0 \leq x \leq \beta\sqrt{t}, t \geq 0\}$, а затем запишем полученный результат в области (65). Продифференцировав частным образом (54) и воспользовавшись (55), получаем

$$\left. \frac{\partial G(x, t, x', \tau)}{\partial x'} \right|_{x'=0} = \frac{e^{-\frac{x^2}{8at}}}{2\pi i \sqrt{2a\tau}} \int_{-i\infty}^{+i\infty} \frac{D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_p\left(i\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_p\left(\frac{ix}{\sqrt{2at}}\right)}{D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0)} \left(\frac{t}{\tau}\right)^{\frac{p}{2}} dp. \quad (67)$$

$$\left. \frac{\partial G(x, t, x', \tau)}{\partial x'} \right|_{x'=\beta\sqrt{\tau}} = \frac{e^{\frac{1}{8a}\left[\beta^2 - \frac{x^2}{t}\right]}}{2\pi i \sqrt{2a\tau}} \int_{-i\infty}^{+i\infty} \frac{D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{-p-1}(0) D_p\left(\frac{ix}{\sqrt{2at}}\right)}{D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0) - D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right)} \left(\frac{t}{\tau}\right)^{\frac{p}{2}} dp. \quad (68)$$

Далее, применяя теорему о вычетах, найдем интеграл

$$\begin{aligned} \int_0^t b_k \tau^{\frac{k}{n}} \left. \frac{\partial G}{\partial x'} \right|_{x'=0} d\tau &= \int_0^t \frac{e^{-\frac{x^2}{8at}}}{4\pi i a \tau} b_k \tau^{\frac{k}{n}} \left[\int_{-i\infty}^{+i\infty} \frac{D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_p\left(i\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right)}{D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0)} \tau^{\frac{p}{2}} dp \right] d\tau = \\ &= \int_{c-i\infty}^{c+i\infty} \left[\frac{e^{-\frac{x^2}{8at}} b_k}{4\pi i a} \frac{D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_p\left(i\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right)}{D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0)} \tau^{\frac{k}{n} - \frac{p}{2}} d\tau \right] dp = \\ &= \frac{e^{-\frac{x^2}{8at}}}{4\pi i a} b_k \int_{nc-i\infty}^{c+i\infty} \frac{D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_p\left(i\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right)}{D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0)} t^{\frac{p+k}{n} - \frac{p}{2}} dp = \\ &= \frac{e^{-\frac{x^2}{8at}}}{2\pi i a} b_k \int_{nc-i\infty}^{c+i\infty} \frac{D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_p\left(i\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right)}{D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0)} t^{\frac{k}{n} - p} dp = \\ &= b_k \frac{e^{-\frac{x^2}{8at}}}{a} \frac{D_{-2\frac{k}{n}-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{2\frac{k}{n}}\left(i\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{2\frac{k}{n}}\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-2\frac{k}{n}-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right)}{D_{2\frac{k}{n}}(0) D_{-2\frac{k}{n}-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_{2\frac{k}{n}}\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-2\frac{k}{n}-1}(0)} t^{\frac{k}{n}}. \end{aligned}$$

Т.е.

$$\int_0^t b_k \tau^{\frac{k}{n}} \left. \frac{\partial G}{\partial x'} \right|_{x'=0} d\tau = b_k \frac{e^{-\frac{x^2}{8at}}}{a} \frac{D_{-2\frac{k}{n}-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{2\frac{k}{n}}\left(i\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{2\frac{k}{n}}\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-2\frac{k}{n}-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right)}{D_{2\frac{k}{n}}(0) D_{-2\frac{k}{n}-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) - D_{2\frac{k}{n}}\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-2\frac{k}{n}-1}(0)} t^{\frac{k}{n}}. \quad (69)$$

Используя аналогичные преобразования, найдем интеграл

$$\begin{aligned}
 \int_0^t c_{\frac{k}{m}} \tau^m \frac{\partial G}{\partial x'} \Big|_{x'=\beta\sqrt{\tau}} d\tau &= \int_0^t e^{\frac{1}{8a}\left[\beta^2 - \frac{x^2}{t}\right]} \frac{c_{\frac{k}{m}} \tau^m}{4\pi i a \tau} \left[\int_{-i\infty}^{i\infty} \frac{D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{p-1}(0) D_p\left(\frac{ix}{\sqrt{2at}}\right)}{D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0) - D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right)} t^{p/2} dp \right] d\tau = \\
 &= \int_{c-i\infty}^{c+i\infty} \left[\frac{e^{\frac{1}{8a}\left[\beta^2 - \frac{x^2}{t}\right]} c_{\frac{k}{m}}}{4\pi i a} \frac{\left[D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{p-1}(0) D_p\left(\frac{ix}{\sqrt{2at}}\right) \right] t^{p/2}}{D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0) - D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right)} \int_0^t \tau^{\frac{k-p-1}{2}} d\tau \right] dp = \\
 &= \frac{e^{\frac{1}{8a}\left[\beta^2 - \frac{x^2}{t}\right]}}{4\pi i a} 2c_{\frac{k}{m}} \int_{c-i\infty}^{c+i\infty} \frac{\left[D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{p-1}(0) D_p\left(\frac{ix}{\sqrt{2at}}\right) \right] t^{p/2} t^{\frac{k-p}{2}}}{\left[D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0) - D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) \right] \left(\frac{k}{m} - \frac{p}{2}\right)} d\frac{p}{2} = \\
 &= \frac{e^{\frac{1}{8a}\left[\beta^2 - \frac{x^2}{t}\right]}}{4\pi i a} 2c_{\frac{k}{m}} \int_{c-i\infty}^{c+i\infty} \frac{\left[D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{p-1}(0) D_p\left(\frac{ix}{\sqrt{2at}}\right) \right] t^{\frac{k}{m}}}{\left[D_p\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-p-1}(0) - D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) \right] \left(2\frac{k}{m} - p\right)} dp = \\
 &= \frac{c_{\frac{k}{m}}}{m} \frac{e^{\frac{1}{8a}\left[\beta^2 - \frac{x^2}{t}\right]}}{a} \frac{\left[D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{p-1}(0) D_p\left(\frac{ix}{\sqrt{2at}}\right) \right] t^{\frac{k}{m}}}{D_{2\frac{k}{m}}\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-2\frac{k}{m}-1}(0) - D_{2\frac{k}{m}}(0) D_{-2\frac{k}{m}-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right)}.
 \end{aligned}$$

Т.е.

$$\int_0^t c_{\frac{k}{m}} \tau^m \frac{\partial G}{\partial x'} \Big|_{x'=\beta\sqrt{\tau}} d\tau = c_{\frac{k}{m}} \frac{e^{\frac{1}{8a}\left[\beta^2 - \frac{x^2}{t}\right]}}{a} \frac{\left[D_p(0) D_{-p-1}\left(\frac{x}{\sqrt{2at}}\right) - D_{p-1}(0) D_p\left(\frac{ix}{\sqrt{2at}}\right) \right] t^{\frac{k}{m}}}{D_{2\frac{k}{m}}\left(i\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right) D_{-2\frac{k}{m}-1}(0) - D_{2\frac{k}{m}}(0) D_{-2\frac{k}{m}-1}\left(\frac{\beta}{\sqrt{2a}}\right)}. \quad (70)$$

Подставляя далее (69) и (70) в (66), а также учитывая, что

$$\beta = \gamma\sqrt{2a},$$

получаем (65).

ВЫВОДЫ

Получен явный вид функции Грина в интегральной форме и в виде ряда первой краевой задачи нестационарной теплопроводности в ограниченной области, граница которой движется по закону $\beta\sqrt{t}$. Показана согласованность результатов, полученных с помощью метода функции Грина, и другими авторами с использованием других подходов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Карташов Э.М. Аналитические методы в теории теплопроводности твердых тел. М. Высш. школа. 2001. С. 540.
2. Карташов Э.М., Кудинов В.А. Аналитическая теория теплопроводности и прикладной термоупругости. М.: URSS. 2012. С. 655.
3. Карташов Э.М., Кротов Г.С. Функции Грина в задачах нестационарной теплопроводности в области с границей, движущейся по корневой зависимости / Известия РАН. Энергетика. 2006. № 4. С. 134–149.

4. Антимиров М.Я. Функция Грина одномерного уравнения параболического типа при движении границы по закону $\beta\sqrt{t}$ / Латвийский математический ежегодник. Рига. Зинатне. 1973. С. 70–97.
5. Кротов Г.С. Корни трансцендентного уравнения с функцией параболического цилиндра при фиксированном значении аргумента. Тепловые вопросы в технике. 2015. Т. 7. № 7. С. 318–324.
6. Кротов Г.С. Корни функции параболического цилиндра при фиксированном значении аргумента / Ученые Записки МИТХТ. Москва. 2005. Выпуск 14. С. 41–48.
7. Карташов Э.М., Любов Б.Я. Метод решения краевых задач теплопроводности для области с границей, движущейся по параболическому закону / Журн. технической физики. V XVI. 1971. № 1. С. 3–16.
8. Градштейн И.С., Рыжик И.М. Таблицы интегралов, сумм, рядов и произведений. М.: Физматгиз. 1962. 1100 с.
9. Бейтман Г., Эрдейи А. Высшие трансцендентные функции. М.: Наука. 1966. Т. II. 330 с.

Analytic Solution and Green's Function of the Dirichlet Problem of Non-stationary Heat Conduction in a Bounded Domain with a Boundary Moving Along Root Dependence

G. S. Krotov*

Academy of Labour and Social Relations, Moscow, Russia

**e-mail: yamaths555@gmail.com*

The method of Green's functions is developed for the equation of non-stationary heat conduction in a bounded domain with a boundary moving according to the $\beta\sqrt{t}$ law. The method leads to exact analytical solutions of boundary value problems in conditions of temperature heating. An explicit form of the Green's function is obtained for the first boundary value problem in the region described above. The equivalence of the results obtained using the Green's function method and other methods is shown.

Keywords: Green's function, the Dirichlet problem, non-stationary heat conduction, transient heat conduction, heat equation, moving boundary, integral transform